

UNIVERSITÀ DI PISA

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'ENERGIA, DEI
SISTEMI, DEL TERRITORIO E DELLE COSTRUZIONI**

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRICA

Tesi di Laurea Magistrale

***L'accumulo dell'energia nei sistemi di produzione e
utilizzo fortemente variabili.***

Relatori

Prof. Romano Giglioli

Prof. Stefano Barsali

Ing. Luca Balbo

Candidato

Alessio Bechini

Anno Accademico 2012 – 2013

7 Ottobre 2013

ai miei genitori

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	1
2	L'ACCUMULO NEI SISTEMI ELETTRICI	3
2.1	Servizi dei sistemi di accumulo	3
2.1.1	Servizi di potenza	3
2.1.2	Servizi di energia.....	6
2.2	Benefici per i vari soggetti del sistema elettrico.....	6
2.2.1	Benefici per la trasmissione	7
2.2.2	Benefici per la distribuzione	8
2.2.3	Benefici per gli utenti di rete.....	9
2.2.4	Taglie degli accumuli	12
2.3	Tecnologie di accumulo elettrochimico	16
3	PRIMO CASO STUDIO: UTENZA DOMESTICA	21
3.1	Scelta del sito e descrizione della campagna di misure.....	21
3.2	Analisi della campagna di misure.....	24
3.3	Elaborazioni dei dati per il dimensionamento dei sistemi di accumulo	30
3.4	Modello semplificato delle cumulate	35
3.5	Logica di gestione e criterio di dimensionamento dell'accumulo	37
4	SECONDO CASO STUDIO: SISTEMA DI	
	TRAZIONE	46
4.1	Campagna di misure di Marzo 2012.....	50
4.2	Analisi delle registrazioni.....	53
4.3	Campagna di misure di Settembre 2012.....	58
5	TERZO CASO STUDIO: COMPENSAZIONE DI	
	UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	63
5.1	Descrizione del sito e del sistema di accumulo	63
5.2	Miglioramento della programmabilità della centrale fotovoltaica	70
5.2.1	Modello sinusoidale e con gaussiana	74

5.2.2	Modello a reti neurali	78
5.3	Installazione e connessione del sistema di accumulo	93
6	ANALISI DI FATTIBILITÀ ECONOMICA	101
6.1	Indici economici	101
6.2	Il sistema di trazione	103
7	CONCLUSIONI.....	107
	RINGRAZIAMENTI.....	108
	BIBLIOGRAFIA.....	109

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Servizi sul piano potenza tempo	14
Figura 2.2 - Servizi degli accumuli in funzione della durata di scarica	15
Figura 2.3 – Differenti usi dei sistemi di accumulo in funzione della frequenza e della durata degli utilizzi.....	15
Figura 2.4 – Caratteristiche di diversi sistemi di accumulo (Fonte EPRI, 2008).....	20
Figura 3.1 - Posizione dei laboratori dell’Università di Pisa a San Piero a Grado	22
Figura 3.2 - Casa del guardiano dei laboratori	22
Figura 3.3 - Schema di collegamento delle sonde.....	23
Figura 3.4 - Linea F.M. custode da Mercoledì 18/07/2012 a Martedì 24/07/2012	25
Figura 3.5 - Linea Luce custode da Mercoledì 18/07/2012 a Martedì 24/07/2012.....	26
Figura 3.6 - Forma d’onda della tensione linea Luce custode e linea F.M. custode.....	27
Figura 3.7 - Forma d’onda di tensione e corrente linea F.M. custode	27
Figura 3.8 - Forma d’onda di tensione e corrente linea Luce custode	28
Figura 3.9 - Spettro di tensione linea F.M. custode	29
Figura 3.10 - Spettro di tensione linea Luce custode	29
Figura 3.11 - Spettro di corrente linea F.M. custode.....	29
Figura 3.12 - Spettro di corrente linea Luce custode	30
Figura 3.13 - Cumulate di potenza riferite al 18/07/2012	31
Figura 3.14 - Prime ore della cumulata di potenza riferite al 18/07/2012	31
Figura 3.15 - Cumulate di potenza dell’intero appartamento dal 18/07/2012 al 24/07/2012	34
Figura 3.16 – Confronto tra le cumulate di potenza misurate e quelle ottenute con il modello semplificato	37
Figura 3.17 - Esempio di utilizzo della cumulata di potenza per il dimensionamento di un accumulo elettrico	38
Figura 3.18 - Esempio di utilizzo della cumulata di potenza per il dimensionamento dell’UPS	40
Figura 3.19 – Schema elettrico di collegamento dei due sistemi di accumulo	42
Figura 3.20 – Foto dell’accumulo termico utilizzato	43
Figura 3.21 - Foto dell’UPS utilizzato	44
Figura 4.1 – La funicolare di Bergamo “Colle Aperto – S. Vigilio”	47

Figura 4.2 - Schema del sistema di trazione e di accumulo	48
Figura 4.3 - Sistema di accumulo della funicolare	48
Figura 4.4 – Assorbimento di potenza attiva dell’azionamento elettrico.....	49
Figura 4.5 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in salita....	49
Figura 4.6 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in discesa	50
Figura 4.7 - Schema di collegamento di uno dei data logger	51
Figura 4.8 – Locale batterie–convertitori con agli apparecchi di misura collegati	51
Figura 4.9 – Posizione sonde nel quadro dei convertitori	52
Figura 4.10 – Schema di collegamento di un data logger	52
Figura 4.11 - Profili di potenza della corsa in salita per vari carichi	53
Figura 4.12 - Volumi di energia per salita a basso carico	54
Figura 4.13 - Volumi di energia per salita a medio carico	54
Figura 4.14 - Volumi di energia per salita a pieno carico	55
Figura 4.15 - Profili di potenza della corsa in discesa per vari carichi	56
Figura 4.16 - Volumi di energia per discesa a basso carico	56
Figura 4.17 - Volumi di energia per discesa a medio carico.....	57
Figura 4.18 - Volumi di energia per discesa a massimo carico.....	57
Figura 4.19 - Assorbimento notturno dei servizi ausiliari sulla barra AC per una fase	58
Figura 4.20 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in discesa con batteria sufficientemente scarica	59
Figura 4.21 - Capacità della batteria durante la discesa della funicolare	59
Figura 4.22 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in salita e in discesa con batteria eccessivamente carica	60
Figura 4.23 - Capacità della batteria in condizioni di eccessiva carica durante un’intera corsa della funicolare	60
Figura 4.24 - Corsa di salita e di discesa del 05/09/2012 ore 21:16 per una sola fase.....	61
Figura 4.25 - Confronto tra batteria sufficientemente scarica e batteria eccessivamente carica	61
Figura 5.1 – Impianto fotovoltaico “Sol Maggiore” a Navicelli (PI).....	63
Figura 5.2 – Vista satellitare della centrale fotovoltaica	64
Figura 5.3 - Immagini del sistema di accumulo presso la centrale fotovoltaica	66
Figura 5.4 - Schema e modello semplificato di SWVC	66

Figura 5.5 - Schema equivalente e circuito equivalente alla fondamentale di una sorgente interfacciata con inverter	67
Figura 5.6 - Schema di principio del sistema di regolazione con statismo	69
Figura 5.7 - Diagrammi di produzione impianto da 20 kW	71
Figura 5.8 – Confronto tra la potenza prodotta il 16/01/2012 con media 2 e 15 min	72
Figura 5.9 - Confronto tra la potenza prodotta il 16/01/2012 con media 2 min e 1 h.....	73
Figura 5.10 – Confronto tra la potenza prodotta il 17/01/2012 con media 2 e 15 min	73
Figura 5.11 - Confronto tra la potenza prodotta il 17/01/2012 con media 2 min e 1 h.....	74
Figura 5.12 – Intervallo di tempo di produzione preso in esame (32 quarti d'ora)	75
Figura 5.13 - Modello sinusoidale per il 17/01/2012	75
Figura 5.14 - Errore commesso con modello sinusoidale per il 17/01/2012 con scostamenti di energia	76
Figura 5.15 - Errore percentuale commesso con modello sinusoidale per il 17/01/2012 ...	76
Figura 5.16 - Modello gaussiana per il 17/01/2012	77
Figura 5.17 – Errore commesso con modello gaussiana per il 17/01/2012	77
Figura 5.18 - Errore percentuale commesso con modello gaussiana per il 17/01/2012.....	78
Figura 5.19 – Struttura di rete neurale a un livello (layer)	79
Figura 5.20 - Posizione del Sole rispetto alla superficie captante.....	80
Figura 5.21 - Radiazione globale su di un piano comunque inclinato	81
Figura 5.22 – Confronto tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio	84
Figura 5.23 - Errore tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio	84
Figura 5.24 - Confronto tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio – dettaglio radiazione diffusa e diretta	85
Figura 5.25 – Database meteorologico EUROMETEO per il 14/01/2012 a Pisa	86
Figura 5.26 – Variazioni della Visibilità e della Nuvolosità (Cielo) per cinque giorni in località Navicellu (PI) (Fonte: EUROMETEO.com)	87
Figura 5.27 – Modellazione con rete neurale con diverso numero di neuroni e livelli: diagramma di potenza e mse	89
Figura 5.28 – Modellazione con rete neurale fatta su 39 giorni.....	92
Figura 5.29 – Confronto tra modello e produzione reale per un giorno soleggiato	92

Figura 5.30 - Confronto tra modello e produzione reale per un giorno nuvoloso.....	93
Figura 5.31 – Pacchi di batterie del sistema di accumulo	94
Figura 5.32 – Vista della sezione MT del compensatore	94
Figura 5.33 – Quadro MT centrale fotovoltaica.....	95
Figura 5.34 – Arrivo cavo MT nel compensatore	96
Figura 5.35 – Planimetria disposizione sistema di compensazione: particolare cavidotti ..	97
Figura 5.36 - Nodo di terra del compensatore.....	98
Figura 5.37 – Contatore SL7000	98
Figura 5.38 – Schema funzionale sistema di compensazione 1 MW - centrale fotovoltaica "Sol Maggiore", Navicelli (PI).....	100
Figura 6.1 – NPV e PBT in funzione del costo unitario di energia delle batterie.....	106

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 2.1 - Possibile classificazione di taglie e funzioni dei sistemi di accumulo.....	12
Tabella 2.2 - Prestazioni delle tipologie più comuni di batterie.....	18
Tabella 2.3 – Confronto di diversi sistemi di accumulo per applicazioni in reti elettriche (Fonte: IEA)	19
Tabella 3.1 - Energia giornaliera dal 18/07/2012 al 24/07/2012.....	35
Tabella 3.2 - Coefficienti del modello semplificato ottenuti tramite risolutore.....	36
Tabella 3.3 - Energia sopra soglia, tempo sopra soglia e energia totale UPS per varie soglie di potenza: 500W, 1000W, 1500W, 2000W	41
Tabella 3.4 - Dispositivi utilizzati per il controllo dei sistemi di accumulo	44
Tabella 3.5 – Variabili utilizzate nell’algoritmo di gestione dell’accumulo caricato sul PLC	45
Tabella 4.1 - Energie giornaliere e settimanali dalle 14:30 del 05/09/2012 alle 14:30 del 12/09/2012.....	62
Tabella 5.1 – Energia prodotta, energia tagliata a 8 h.....	72
Tabella 5.2 – Parametrizzazione variabili meteorologiche	86
Tabella 6.1 – Calcolo NPV e PBT per quattro casistiche di costo della batteria	105

1 INTRODUZIONE

Il recente sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare solare e eolica, ha accresciuto la necessità di compensare le relative fluttuazioni di energia immessa in rete, per garantire la stabilità del sistema elettrico. A questo fenomeno si aggiunge una crescente aleatorietà della domanda di energia da parte delle utenze passive causata dalle evoluzioni socio-tecnologiche in corso. Le ripercussioni sul sistema di produzione, trasmissione e distribuzione sono negative in termini di efficienza di trasformazione dell'energia primaria in energia elettrica e si traducono in un dimensionamento dei componenti per la massima potenza richiesta che si può discostare, anche di molto, dal valore medio di utilizzazione degli stessi.

Le utenze passive, in assorbimento, e quelle attive, in erogazione, sono inoltre caratterizzate da un peggioramento della qualità del vettore elettrico scambiato con la rete di alimentazione. Le cause sono da attribuirsi ai dispositivi elettronici sempre più in uso per le utenze passive e agli apparati di conversione di energia elettrica delle utenze attive che hanno bisogno di un'interfaccia per immettere la propria energia in rete. Tra queste ultime troviamo nuovamente gli impianti di produzione da fonte eolica e solare.

In questo contesto i dispositivi di accumulo di energia elettrica possono avere un ruolo importante. Questi, infatti, possono compensare le variazioni di produzione e consumo e, abbinati alle interfacce con la rete, possono migliorare la qualità del vettore elettrico. Tra le tecnologie disponibili, gli accumuli elettrochimici agli ioni di Litio si stanno affermando per le loro caratteristiche in termini tempi di risposta, modularità e densità di energia e potenza.

Questa tesi si pone l'obiettivo di affrontare tutti gli aspetti relativi al dimensionamento e alle logiche di gestione dei sistemi di accumulo elettrochimico per utenze attive e passive. Si farà uso di tre casi studio in grado di coprire la maggior parte di applicazioni in cui l'accumulo può essere utilizzato.

Partendo da un'utenza domestica, si effettuerà un monitoraggio e una modellazione degli assorbimenti elettrici per poi scegliere l'accumulo più idoneo. Successivamente si osserveranno gli effetti di un accumulo su un impianto di trazione a funicolare, valutando le possibili modifiche alle logiche di gestione esistenti. Infine si studierà l'installazione di un grosso sistema di compensazione su una centrale fotovoltaica connessa alla rete di

media tensione, affrontando le problematiche di interconnessione e cercando di ricavare un modello di previsione della produzione dell'impianto che poi potrà essere abbinato al sistema di conduzione dell'accumulo.

Nell'utenza domestica si utilizzerà, inoltre, un sistema di accumulo termico permettendo quindi un'analisi dell'integrazione delle due forme, elettrica e termica.

Nella parte finale della tesi si effettuerà uno studio di fattibilità economica per uno dei casi precedentemente esposti, cercando di valutare quando l'investimento derivante dall'installazione di un accumulo risulti vantaggioso e in che tempistiche possa essere recuperato.

2 L'ACCUMULO NEI SISTEMI ELETTRICI

2.1 Servizi dei sistemi di accumulo

Gli accumuli impiegati in un processo produttivo possono essere divisi in generale in tre tipologie [1]:

- *strategico*: dispositivi che contengono l'energia necessaria al funzionamento del processo, se isolato, o al funzionamento in emergenza, se collegato ad una rete di alimentazione del bene;
- *gestionale*: dispositivi aggiuntivi inseriti per migliorare la gestione dei processi;
- *intrinseco*: insito nei dispositivi di un processo;

In particolare, un sistema di accumulo gestionale è utilizzabile in molteplici applicazioni che possono essere divise in due categorie principali: i Servizi di Potenza e i Servizi di Energia. I primi richiedono lo scambio di elevate potenze in tempi brevi, mentre i secondi sono legati allo scambio di potenza che si protrae su intervalli di tempo maggiori.

Entrambi i servizi sopra definiti sono a loro volta scomponibili, in base alle funzioni svolte e ai criteri di dimensionamento e impiego, in quattro sotto-sezioni, che risultano essere le seguenti [1]:

1. Security
2. Power Quality
3. Mercato
4. Accesso

Di seguito si descrivono in dettaglio i vari servizi.

2.1.1 Servizi di potenza

a) *Security*: per quanto riguarda la security del sistema elettrico, i sistemi di accumulo sono in grado di apportare significativi benefici in termini di:

1. **Peak shaving**: il sistema di accumulo può sopprimere ad eventuali picchi di carico erogando potenza per breve tempo, mantenendo più regolare l'erogazione da parte dei generatori del sistema. Si può impostare una soglia di intervento, ad esempio la potenza contrattuale del cliente, e impedire che gli assorbimenti del carico superino tale valore. In questo modo la rete di alimentazione può funzionare in condizioni più prossime a quelle ottimali guadagnandone in security. La ricarica del sistema di

accumulo avviene nelle ore fuori picco svolgendo la funzione di *valley filling*, che riveste però più interesse nell'ambito dei servizi per l'energia di *load levelling*.

2. **UPS:** nel caso di interruzione di breve durata, un sistema di accumulo può funzionare come UPS (Uninterruptible Power System), per carichi sensibili per i quali non si può ammettere alcuna disalimentazione. La funzione di mantenimento della security si osserva quando tra i carichi sensibili troviamo dispositivi funzionali al sistema elettrico, come, ad esempio, gli attuatori di manovra durante black out.
 3. **Isola (difesa):** con “isola” si intende una porzione del sistema elettrico scollegata dal resto della rete, all'interno della quale è necessario che venga mantenuto l'equilibrio fra generazione e carico. Il sistema di accumulo può svolgere funzioni simili alla regolazione primaria di frequenza e al *load-shedding* contribuendo al mantenimento dell'equilibrio. In queste situazioni di difesa, infatti, il rischio è che si vengano a creare porzioni di rete con insufficiente capacità di generazione o con capacità di distacco di carico inadeguate in entità e modulabilità: questo porterebbe ad un veloce degrado della frequenza, con il conseguente collasso del sistema.
 4. **Rampa:** il servizio di rampa consiste nel fare fronte agli incrementi e decrementi rapidi di carico che non possono essere seguiti dalle unità termoelettriche. Questo servizio è molto agevole da effettuare con i sistemi di accumulo, data la loro rapidità di risposta.
 5. **Black start:** il sistema di accumulo può avviare o i gruppi elettrogeni o i servizi ausiliari dei gruppi di produzione per svolgere la funzione di *black start*, cioè di riaccensione delle centrali di produzione, per alimentare nuovamente il sistema elettrico a seguito di un black out.
- b) *Power Quality:* un sistema di accumulo può migliorare la power quality intervenendo in vari modi:
1. **Riduzione del numero di interruzioni di breve durata (buchi di tensione):** utilizzando UPS sui carichi sensibili, che ne garantiscono la continuità di alimentazione.
 2. **Regolazione della frequenza:** il sistema di accumulo può contribuire alla regolazione primaria di frequenza, specialmente in sistemi strutturalmente isolati. Questi sono caratterizzati da bassi valori di energia regolante e quindi sono maggiormente esposti ad ampie variazioni di frequenza dovute a contingency o anche alla naturale evoluzione temporale del carico. L'accumulo, aiutando la

riserva rotante, mediante opportuno statismo, riesce quindi a migliorare la qualità del vettore mantenendo la frequenza in una banda di oscillazione più ristretta. La posizione dell'accumulo all'interno del sistema elettrico è praticamente influente: se viene installato sulla rete di trasmissione o di distribuzione si ottengono gli stessi effetti in termini di regolazione della frequenza come se agisse su un modello sbarra che non considera la rete, ma solo i nodi di produzione/carico ad essa connessi.

3. **Filtraggio attivo:** il sistema di accumulo viene utilizzato per contrastare il deterioramento del THD (tasso di distorsione armonica) causato dall'utilizzo di convertitori elettronici lato utenza.
 4. **Regolazione della tensione:** durante l'energizzazione di apparecchiature collocate su porte a bassa potenza di corto circuito (relativamente a cosa si sta energizzando), il mantenimento del modulo di V può essere supportato mediante una rapida e transitoria erogazione di Q tramite il sistema di accumulo. In questo caso è l'inverter di interfacciamento con la rete a dare il contributo alla regolazione, mentre l'accumulo serve solo per fornire quella poca energia necessaria per creare lo scambio di reattivo. In fase di progettazione, quindi, sarà la taglia dell'inverter ad essere l'elemento di dimensionamento più importante, invece che quella dell'accumulo.
 5. **Contenimento dei flicker:** il flicker è un fenomeno di fluttuazione della tensione di rete che si ripropone con periodicità e si traduce in una ripetuta variazione dell'intensità delle sorgenti luminose, su frequenze a cui l'occhio umano è particolarmente sensibile. Anche in questo caso, un sistema di accumulo appositamente dimensionato aiuta a compensare il fenomeno.
- c) *Mercato:* i servizi di security e Power Quality (PQ) potranno essere venduti, in futuro non troppo lontano, sui "mercati dei servizi ancillari". Inoltre, le altre funzioni a cui può corrispondere una remunerazione sono:
1. **Riserva:** il sistema di accumulo può rilasciare energia in tempi immediati a seguito di un abbassamento di frequenza e può raggiungere la potenza nominale entro i 10 minuti, svolgendo così una funzione di riserva rotante, in caso di necessità.
 2. **Distacco di carico:** il sistema di accumulo può momentaneamente sostituirsi alla sorgente di energia evitando i distacchi di carico.
- d) *Accesso:* il taglio dei picchi di potenza tramite l'accumulo, permette di non utilizzare tutta la capacità di una linea, aumentando la possibilità di connettere altri utenti

evitando il potenziamento della rete. Con la stessa logica, per il lato utente, si può sfruttare gli accumuli per chiedere meno potenza di accesso alla rete. Infine, se l'utente è attivo, l'installazione di un accumulo può permettere di essere meno variabile ed anche meno aleatorio, migliorando l'accettabilità da parte della rete.

2.1.2 Servizi di energia

- a) *Security*: relativamente alla security riguardante i servizi di energia, un sistema di accumulo può essere utile per:
1. **Load levelling**: consiste nel livellamento dei profili di carico lungo un intervallo di riferimento che può essere una giornata, una settimana, un mese. Il sistema di accumulo che si ricarica durante le ore vuote (tipicamente notturne) e si scarica durante le ore di punta (diurne) svolge la funzione di *load levelling* giornaliero, ma l'intervallo temporale può essere esteso correggendo opportunamente la logica di gestione dell'accumulo.
 2. **Valley filling**: è un servizio che avviene in contemporanea al *load leveling* e consiste nell'aumentare la richiesta di energia nei periodi di basso carico per limitare i problemi legati a situazioni di *over generation*.
- b) *Power Quality*: l'accumulo può evitare interruzioni dell'alimentazione dei carichi di lunga durata, aumentando la qualità del sistema con un servizio di energia.
- c) *Mercato*: la possibilità di accumulare energia può presentare vantaggi sia per il produttore che per l'utilizzatore (cliente), poiché entrambi possono spostare l'immissione/la richiesta nei momenti più convenienti per lo scambio di mercato indipendentemente da quelli più convenienti per la produzione/utilizzazione (**time shift**).
- d) *Accesso*: l'utilizzo del sistema di accumulo per ritardare o evitare gli investimenti per adeguare reti deboli a nuovi carichi, specialmente se temporanei (come può essere un cantiere edile), favoriscono l'accettabilità di un carico sulla rete.

2.2 Benefici per i vari soggetti del sistema elettrico

Dopo aver descritto i servizi principali che un sistema di accumulo può svolgere, si analizzano i benefici che ogni soggetto facente parte del sistema elettrico, può trarre dall'installazione di una qualche forma di storage elettrico. Con il termine benefici si intende tutto ciò che il sistema di accumulo produce come guadagno, ma anche tutte le spese che lo stesso sistema di accumulo riesce ad evitare o a differire nel tempo.

Per avere una chiara visione, specialmente delle spese che si possono evitare o differire, occorre analizzare prima il contesto in cui gli accumuli operano al giorno d'oggi.

Stiamo assistendo ad un aumento della capacità installata di impianti a fonte rinnovabile (FER) non programmabile, legati cioè a una risorsa naturale caratterizzata da aleatorietà (sole e vento). Detti impianti, per la loro caratteristica di non prevedibilità, a regole attuali, non contribuiscono ai servizi di bilanciamento del sistema elettrico. Questo si traduce in una contrazione dei cicli combinati in esercizio che sono quelli a partecipare maggiormente alla regolazione del sistema. Perciò l'aleatorietà delle FER, rende difficoltoso e inefficiente il dispacciamento delle risorse di carico e generazione, riducendo la sicurezza di esercizio del sistema elettrico e aumentandone i costi operativi. Si evidenziano inoltre fenomeni associati a rischi di frequenti congestioni e sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e diffusione dipenderà anche dall'ulteriore sviluppo atteso nel breve-medio periodo della generazione rinnovabile, in particolare sui sistemi interconnessi ai livelli di tensione inferiori [2].

Parallelamente, lo sviluppo della rete è spesso rallentato da ostacoli autorizzativi, che si riflettono in ritardi nella connessione di nuova generazione o nella riduzione della potenza immessa in rete da parte degli impianti già connessi.

2.2.1 Benefici per la trasmissione

L'installazione di sistemi di accumulo presso il **gestore della rete, Terna**, può avere quindi i seguenti utilizzi:

- **riserva primaria e secondaria:** riesce a garantire la sicurezza del sistema elettrico, erogando tramite gli accumuli la riserva primaria e secondaria, che impianti convenzionali non forniscono in quantità sufficiente nelle ore di elevata produzione da fonti rinnovabili e basso carico;
- **contributo alla riduzione delle congestioni:** i dispositivi con accumulo permettono di immettere o prelevare potenza nelle sezioni critiche dei sistemi elettrici per l'energia in modo da cambiare i flussi di potenza in rete e mantenere, quindi, le correnti transitanti nelle linee in valore minore del limite di portata in quel momento. Le congestioni sono principalmente causate dai picchi di potenza immessa in rete, riconducibili ad esempio agli impianti eolici, perciò saranno necessari accumuli con poca energia che lavoreranno per piccoli intervalli di tempo.

- **riduzione della mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili:** questa è una conseguenza diretta della riduzione delle congestioni;
- **differimento dell'aumento della capacità di trasmissione:** un piccolo quantitativo di accumulo può essere in grado di fornire sufficiente capacità incrementale tale da differire significativamente un grosso investimento nel sistema di trasmissione;
- **substation on-site power:** svolta spesso da sistemi a batteria, consiste nell'alimentazione in loco delle sottostazioni e dei sistemi di controllo e telecomunicazione anche in caso di black out.

2.2.2 Benefici per la distribuzione

Per quanto riguarda la **rete di distribuzione** si hanno i seguenti vantaggi dall'installazione di un accumulo:

- **regolazione di area:** serve per livellare gli scambi di potenza (*load flow*) fra le varie aree, e tipicamente questa regolazione avviene mediante nodi di produzione che sono in rete e che hanno la capacità di aumentare/diminuire la potenza riversata in rete in seguito alle fluttuazioni negli scambi di potenza. Le centrali utilizzate per il carico base non possono avere questa capacità di regolazione, perché funzionano bene a carico fisso. In generale, l'accumulo ha un rendimento a carico parziale maggiore e può variare rapidamente, tanto da raggiungere dei benefici di regolazione circa doppi rispetto alla regolazione tradizionale. La coesistenza con altre applicazioni può realizzarsi, ma non simultaneamente alla regolazione di area;
- **regolazione primaria di frequenza:** l'accumulo può contribuire alla regolazione anche nei nodi di distribuzione;
- **miglioramento prevedibilità dei profili di scambio con la rete di trasmissione:** utilizzando il sistema di accumulo si effettua un inseguimento della domanda prevista (*load following*) e si rende più prevedibile la produzione da FER non programmabili in modo da controllare il profilo di cambio con la rete di trasmissione. Lo storage può compensare le variazioni dai profili previsti di produzione e carico che hanno le utenze allacciate alla rete di distribuzione. In questo modo l'operatore di rete può ridurre la riserva da approvvigionare, riducendo così i costi che il sistema deve sopportare;

- **aumento della capacità di accoglimento della rete:** è la stessa funzione già descritta per la trasmissione. Permette di ritardare o evitare nuovi investimenti di potenziamento del sistema. Gli accumuli di natura elettrochimica, in particolare, grazie alla loro mobilità e modularità, sono ideali per una facile ricollocazione sul territorio che ben si sposa con le richieste temporanee di aumento della capacità della rete come, ad esempio, per l'installazione di cantieri edili;
- **miglioramento della continuità di esercizio:** il sistema di accumulo installato nei nodi di distribuzione può funzionare da UPS per tutte le utenze connesse;
- **riserva di capacità di fornitura:** analoga a quella descritta per la trasmissione;
- **regolazione di tensione:** i sistemi di accumulo localizzati in prossimità dei centri di carico possono svolgere in modo efficace questo servizio, in quanto la potenza reattiva, necessaria alla regolazione di tensione, è difficile da trasportare a lunghe distanze.

2.2.3 *Benefici per gli utenti di rete*

Dopo aver esposto i vantaggi per chi gestisce la rete di trasmissione e distribuzione, si analizzano le utenze ad essa connesse.

In un futuro molto vicino, gli operatori degli impianti a fonti rinnovabili, saranno chiamati a prevedere la produzione dei propri impianti e a rispondere economicamente degli scostamenti tra il programma di produzione e l'immissione in rete. La nuova disciplina esporrà quindi i produttori a rischi sui flussi di cassa derivanti dalla vendita di energia.

Diventa così importante l'utilizzo di sistemi di accumulo, accoppiati agli impianti di produzione, per ridurre gli oneri di sbilanciamento sull'energia immessa in rete.

Un altro aspetto importante, è la possibilità di effettuare un *time shift* della produzione secondo logiche di mercato. La disponibilità di uno storage permette cioè per immagazzinare l'energia prodotta a basso costo nelle ore notturne o mattutine (con domanda bassa) per poi utilizzarla nelle ore ad alta domanda, in sostituzione di quella prodotta da impianti più costosi.

Le funzioni quindi che un accumulo può svolgere su un **impianto di produzione da fonte rinnovabile**, definito anche **utente attivo**, sono:

- **miglioramento prevedibilità delle immissioni della generazione;**
- **time shift dell'energia rinnovabile;**

- **regolazione primaria della frequenza;**
- **regolazione della tensione;**
- **miglioramento della continuità di esercizio per gli altri impianti connessi alla stessa rete di distribuzione;**
- **filtraggio attivo:** si riducono le armoniche immesse dai sistemi di conversione con cui l'impianto di produzione è interfacciato con la rete;
- **integrazione degli impianti eolici:** verrà descritta meglio in seguito quando ci si occuperà delle taglie di accumuli da utilizzare.

Si analizzano adesso le utenze passive, cioè quelle utenze che assorbono energia dalla rete senza cederne. In questa categoria rientrano le tipiche unità domestiche prive di impianti di produzione come, ad esempio, i pannelli fotovoltaici.

L'obiettivo di gestione richiesto all'accumulo è quello di evitare i picchi di assorbimento di un certo carico, alimentandolo quando esso richieda una potenza superiore ad una data soglia. Si utilizza quindi la funzione di *peak shaving* precedentemente descritta.

In questo modo, il sistema complessivo costituito dall'insieme accumulo-carico, appare, agli effetti esterni, come un unico carico aggregato avente un diagramma di carico con ordinata massima pari alla soglia scelta per l'intervento dell'accumulo.

Questo è possibile solo con un corretto dimensionamento in energia e in potenza del dispositivo.

Andando ad analizzare gli effetti che l'installazione del sistema di stoccaggio dell'energia gestito come descritto sopra, ha su un'utenza passiva, si identifica come primo vantaggio la riduzione della potenza contrattuale necessaria nel punto di consegna dell'energia, cioè un aumento della potenza disponibile a pari soglia contrattuale; tutto ciò si traduce in un vantaggio economico in relazione all'esposizione tariffaria del consumatore.

Attualmente esistono due tipologie di fornitura dell'energia:

- Senza dispositivo limitatore di potenza (utenze oltre 37,5 kW): la quota di potenza pagata mensilmente al distributore è proporzionale alla massima energia effettivamente assorbita nell'arco di un quarto d'ora, fra tutti i quarti d'ora del mese in esame (potenza impegnata);
- Con dispositivo limitatore di potenza (utenze al di sotto dei 37,5 kW): il contatore installato presso il consumatore limita il valore della potenza disponibile, in quanto provvede al distacco dell'alimentazione qualora la potenza media assorbita su 2

minuti superi la potenza contrattuale, aumentata di una franchigia del 10%. La quota di potenza è proporzionale alla potenza contrattuale.

Da questa analisi si deduce che l'installazione di un accumulo presso un'utenza passiva ha come vantaggio immediato la riduzione della componente tariffaria legata alla potenza impegnata o contrattuale.

Per il caso con limitazione della potenza, il valore aggiunto dell'accumulo si esplica quando esso sia dimensionato per impedire il superamento, da parte del consumatore, della potenza limite contrattuale o al più per contenerne a un valore tollerabile il numero di superamenti in un anno.

Il sistema di stoccaggio può essere integrato con politiche di gestione dei carichi, più o meno automatiche, che consentano di ridurre la capacità dell'accumulo, in quanto parte della funzione di livellamento del diagramma di carico viene esplicita da un *load shedding* dei carichi.

Se si analizza invece il caso senza limitazione di potenza, non si ha più il vincolo che porta al distacco dell'alimentazione, perciò il dimensionamento dell'accumulo può essere fatto in funzione dei soli aspetti economici legati alle componenti tariffarie.

Se le punte di assorbimento dell'utenza sono diurne, una conseguenza che si ottiene indirettamente da questo tipo di gestione dell'accumulo è lo spostamento del consumo di energia dalle ore di picco (ore piene) a quelle fuori picco (ore vuote), cioè il *time shift* dell'energia precedentemente descritto.

Infine, con opportuni accorgimenti sulla gestione e investendo maggiormente sul sistema di controllo, si possono ottenere vantaggi sulla continuità di alimentazione, in quanto il sistema di accumulo può fare da gruppo di continuità, per periodi la cui durata è legata alla capacità del sistema di stoccaggio.

Vista l'elevata continuità del servizio associata oggi giorno alle reti di distribuzione, in linea di massima si può ritenere che questo obiettivo di gestione sia economicamente conveniente solo per utenze adibite alla produzione o alla fornitura di servizi, mentre non è di particolare interesse, in termini di danno evitato, per l'utenza domestica media.

Ricapitolando i vantaggi per un'utenza **passiva** dovuta all'installazione di un sistema di accumulo sono:

- **peak shaving del diagramma di carico:** con conseguente riduzione della componente tariffaria legata alla potenza impegnata o contrattuale;
- **time shift dell'energia assorbita;**
- **continuità dell'alimentazione;**
- **Power Quality:** riduzione delle variazioni di tensione, di frequenza, aumento del fattore di potenza e riduzione del contenuto armonico.

L'ultimo soggetto facente parte del sistema elettrico che ancora deve essere studiato sono i **prosumer**, cioè quei consumatori che sul loro sito dispongono anche di sistemi di produzione. Questi utenti, alle norme attuali¹, hanno l'esigenza di incrementare l'autoconsumo, economicamente più conveniente rispetto all'immissione in rete dell'energia prodotta. Per fare questo possono utilizzare i sistemi di accumulo che offrono, inoltre, i vantaggi sopra descritti per le utenze attive e passive.

2.2.4 Taglie degli accumuli

La definizione della taglia del sistema di accumulo da utilizzare per le varie applicazioni può dipendere da molti fattori. In generale prevarrà il criterio di ottimo economico.

Le due grandezze caratteristiche utilizzate per la scelta dello storage sono potenza ed energia. Spesso al posto dell'energia viene utilizzata la durata di scarica.

Per quanto riguarda la potenza un esempio di classificazione è riportato nella tabella seguente [3]:

Settore	Taglia	Applicazione
Domestico	0.5-10 kW	Ottimizzazione dell'auto-produzione, alimentazione anche in caso di distacco da rete.
Commercio e piccola industria	5-500 kW	Integrazione dell'auto-produzione, peak-shaving, possibile semplice commercio dell'energia
Commercio industria	0.5-5MW	Pianificazione delle tariffe, UPS, co-generazione o auto-produzione in loco.
Utility	0.5-5MW	Differimento dell'ampliamento degli asset di distribuzione
Grande taglia	5-50 MW	Commercio dell'energia, commercio dei servizi ausiliari

Tabella 2.1 - Possibile classificazione di taglie e funzioni dei sistemi di accumulo

¹ Quinto Conto Energia (DM 5 luglio 2012)

Per la durata di scarica si analizzano i servizi precedentemente descritti. I servizi di potenza, per sua natura, necessitano di meno energia in quanto devono scaricarsi in un intervallo che in genere va dal qualche secondo a un'ora. I servizi di energia, invece, possono necessitare di grandi volumi, pari anche a qualche ora.

Nel dettaglio:

- **peak shaving:** la durata della scarica tipica è dai 10 min a un ora;
- **UPS:** la durata della scarica è molto specifica e cambia a caso a caso, ma di solito si considerano 15 minuti;
- **regolazione della frequenza:** tipicamente si va da 1 secondo a 1 minuto;
- **regolazione della tensione:** questi sistemi di accumulo devono essere in grado di produrre potenza reattiva e rispondere appropriatamente e velocemente ai segnali di controllo. Il valore di riferimento per la durata della scarica è assunto essere pari a 30 minuti;
- **Power Quality:** per gli altri servizi di Power Quality è sufficiente una durata di scarica che va da 1 secondo a 1 minuto;
- **riserva alla capacità di fornitura:** generalmente la riserva di capacità è circa tra il 15% e il 20% della potenza installata in un sistema, e si divide in riserva rotante, supplementare e di backup. L'accumulo può fornire una capacità di riserva pari a 2 volte la propria capacità, dato che il sistema di accumulo può istantaneamente passare dallo stato di carica a quello di scarica. Il sistema di accumulo deve avere sufficiente capacità per lo scopo. Inoltre deve essere affidabile e i tempi di scarica tipici sono da 1 a 2 ore;
- **load levelling:** come già detto è legato al *peak shaving* e può interessare anche tempi maggiori. Tipicamente si va da qualche minuto a qualche ora;
- **time shift dell'energia:** Sono necessarie durate di scarica tipicamente fra le 2 e le 6 ore.

La gestione delle fonti rinnovabili richiede un'analisi a parte. Quando si cerca di tenere costante la produttività per ridurre i costi legati alle fluttuazioni di potenza, è importante suddividere le tipologie di intermittenza nella produzione: intermittenze brevi (secondi-minuti) e intermittenze giornaliere [1]. Sono presi in considerazione sia gli impianti eolici che quelli solari. Le intermittenze brevi per gli impianti solari sono dovute a ostacoli geografici e/o a nuvole di passaggio. In questo caso il sistema di accumulo deve reagire

molto prontamente alle variazioni repentine di produttività dell'impianto. Per gli impianti eolici le intermittenze brevi sono dovute a variazioni improvvise nella velocità del vento. Ovviamente la potenza del sistema di accumulo deve essere pari alla massima differenza fra la potenza nominale d'impianto e la potenza ridotta d'uscita dell'impianto in caso di intermittenza. Per le intermittenze diurne, sia negli impianti solari che in quelli eolici, il sistema di accumulo deve provvedere per una potenza per lo meno pari alla differenza fra la produzione minima dell'impianto e quella di picco.

Di seguito è riportata una rappresentazione dei servizi possibili sul piano potenza tempo:

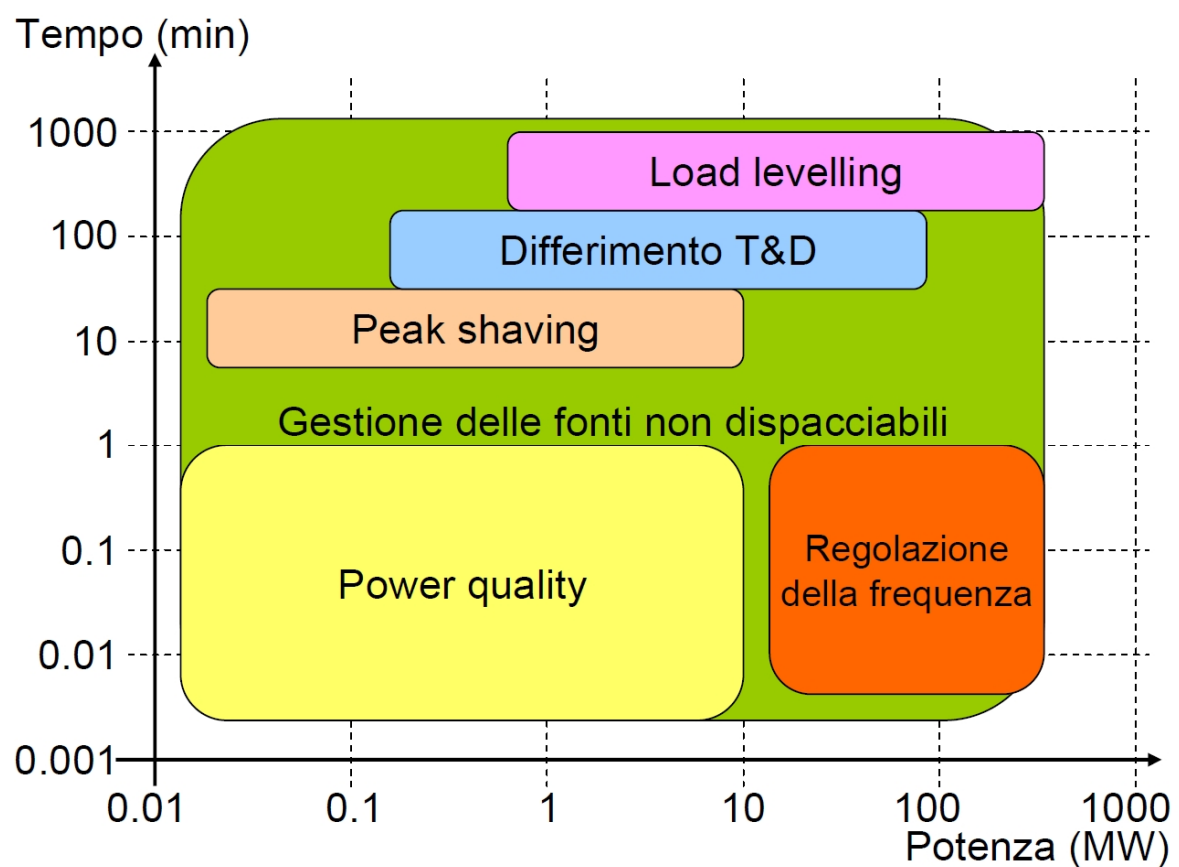


Figura 2.1 – Servizi sul piano potenza tempo

Un'altra raffigurazione possibile è quella che evidenzia la durata di scarica:

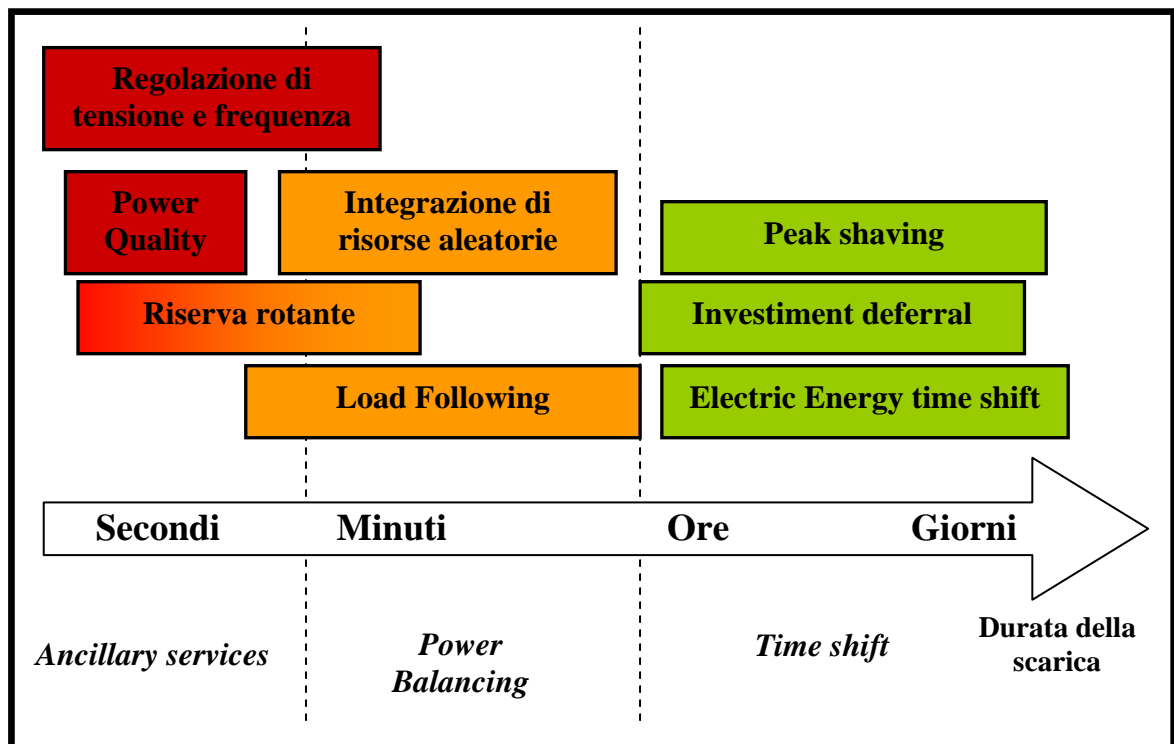


Figura 2.2 - Servizi degli accumuli in funzione della durata di scarica

Si riporta infine una rappresentazione dove si evidenzia anche la frequenza di utilizzo [4]:

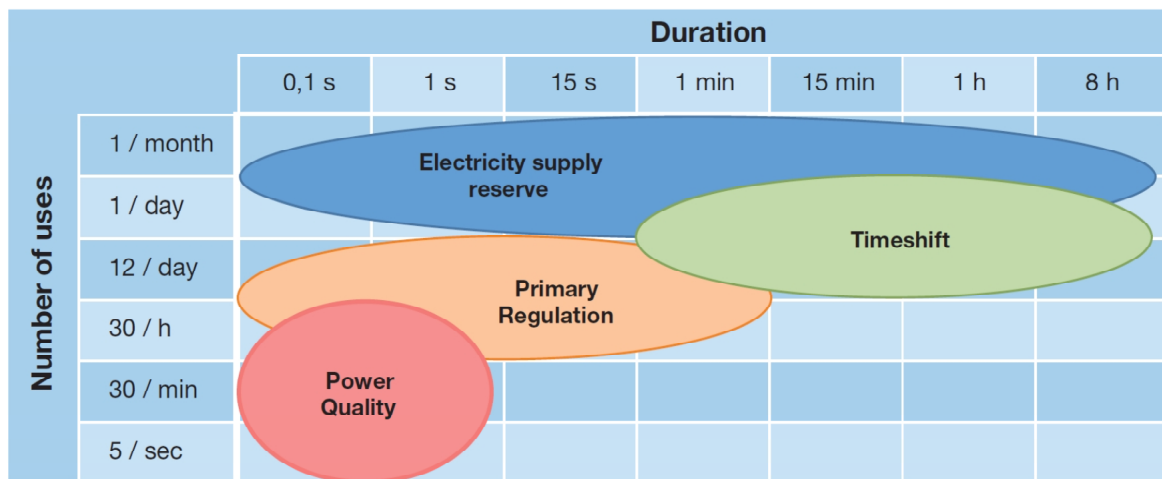


Figura 2.3 – Differenti usi dei sistemi di accumulo in funzione della frequenza e della durata degli utilizzi

2.3 Tecnologie di accumulo elettrochimico

Lo sviluppo tecnologico ha reso disponibili sul mercato diverse tipologie di accumuli elettrochimici. Parallelamente, si sono sviluppate altre forme di stoccaggio dell'energia elettrica, quali i supercondensatori e i volani (Flywheel). In fase progettuale, la scelta della tecnologia viene fatta su criteri economici e tecnici.

Le densità di energia e potenza, sono due parametri che incidono sul dimensionamento dell'accumulo specialmente per applicazioni di trazione con storage a bordo. Per i casi studio trattati in questa tesi, questi dati non sono discriminanti, se non per eventuali problemi di ingombro dovuti al volume occupato dalle batterie.

Basandosi su questo primo termine di paragone, si può utilizzare il diagramma di Ragone che rappresenta la densità di potenza in funzione della densità di energia per le varie tecnologie di accumulo.

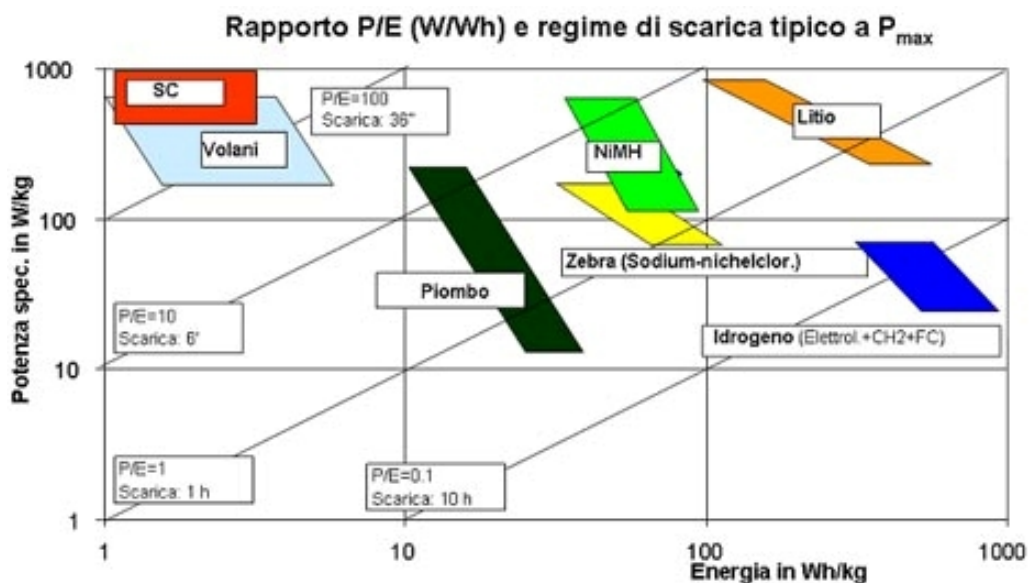


Fig. 2.1 – Diagramma di Ragone

Come si può vedere, esistono tre categorie principali di sistemi di accumulo, distinti in funzione dell'energia e della potenza specifiche: batterie, volani e supercondensatori (SC). Le batterie elettrochimiche sono infatti caratterizzate da elevati valori di energia specifica (100 Wh/kg), ma hanno prestazioni ridotte in potenza (0,1 kW/kg), dal momento che ripetute sovracorrenti possono danneggiare la loro struttura interna, riducendo notevolmente le prestazioni attese e principalmente i tempi di vita. Al contrario, i supercondensatori hanno energia specifica minore rispetto alle batterie (5 Wh/kg), ma

valori più elevati di potenza (1,5 kW/kg). I volani presentano caratteristiche intermedie, ma hanno il loro principale limite nella ridotta modularità, ed in effetti quelli ad oggi disponibili sono stati sviluppati ciascuno per una specifica applicazione, ad esempio per un particolare tram, per una sottostazione elettrica, per un convoglio ad alta velocità.

I tempi di scarica ammissibili per le batterie variano da pochi minuti ad alcune ore, mentre per i supercondensatori variano da decine di millisecondi fino ad alcune decine di secondi. Le diagonali del diagramma forniscono informazioni sui tempi di scarica “ottimali” dell’energia immagazzinata, cioè quelli per cui si evitano danneggiamenti e riduzioni repentine della capacità.

La scelta del rapporto potenza-energia varia in funzione dell’applicazione in cui l’accumulo viene utilizzato. In generale un corretto dimensionamento deve garantire contemporaneamente:

- una potenza massima, P_{max} , sufficiente a compensare il divario tra la potenza media e quella massima;
- un contenuto energetico, E_{acc} , sufficiente ad evitare la scarica completa dell’accumulo durante ogni fase di richiesta di potenza.

Ne consegue che l’accumulo ottimale per ogni impiego è quello per il quale risulta soddisfatta la condizione:

$$\frac{P_{max}}{E_{acc}} = \frac{P}{E_{utilizzo}}$$

Equazione 2.1 – Equazione per avere l’accumulo ottimale

perché corrisponde ad un accumulo che offre potenza ed energia nelle stesse proporzioni richieste per l’esecuzione del ciclo.

Queste ed altre caratteristiche più generali delle diverse tipologie di batterie disponibili, sono poi riportate in tabella (Fonte: www.elettrotecnologie.enea.it/index.php/accumulo-elettrico.html [5])

	Energia specifica [Wh/kg]	Densità energetica [Wh/L]	Potenza specifica [W/kg]	Vita	Costo [\$/kWh]
Piombo-acido ad alta energia	30-35	120	80-100	2-300 cicli profondi	100-150
Piombo-acido ad alta potenza	25-30	80	200-300	20 000 cicli	150-200
Ni-MeH ad alta energia	70	170	200-260	> 1000 cicli profondi	1000-2000
Ni-MeH ad alta potenza	35-50	90-120	500-1000	100 000 cicli	1000-2000
Li-Io ad alta energia	120-150	140-300	240-420	800 cicli profondi	700
Li-Io ad alta potenza	45-85	160-190	500-1000	150 000 cicli	1000-2000
Batterie Zebra	95	140	170	1000 cicli profondi	500
Ni-Cd	55	110	400	1500 cicli profondi	600

Tabella 2.2 - Prestazioni delle tipologie più comuni di batterie

Un altro aspetto molto importante che caratterizza un accumulo di energia elettrica, è l'efficienza intesa come rendimento tra il processo di carica e quello di scarica.

Di seguito è riportata una tabella dove si mettono in evidenza l'efficienza, le taglie più comuni per applicazioni in reti elettriche e il costo per unità di potenza espresso in \$/kW:

Accumulo	Potenza	Durata della scarica	Efficienza (%)	Vita utile, anni	Total Capital Cost (USD/kW)
CAES (100–300 MW, Underground)	15–400 MW	2–24 h	54 (Eff _{NG} =1) 76 (Eff _{NG} =0.54) 88 (Eff _{NG} =0.39)	35	600–750
Pompaggio acqua	250 MW >1 GW	12 h	87	30	2700–3300 Upgrade:300
Li lone	5 MW	15 min a diverse h	90 (CC)	15	4000–5000
Piombo acido	3–20 MW	10 min a diverse h	75–80 (CC) 70–75 (CA)	4– 8	1740–2580
Sodio Zolfo, NaS	35 MW	8 h	80–85 (CC)	15	1850–2150
VRB Flow Cell	4 MW	4–8 h	75–80 (CC) 63–68 (CA)	10	7000–8200
ZnBr Flow Cell	40–100 kW, 2 MW	2–4 h	75–80 (CC) 60–70 (CA)	20	5100–5600
Volani ad alta potenza	750– 1650 kW	15 sec a 15 min	93	20	3695–4313
ZEBRA	<10 MW	Fino a 8 h	80–85 (CC)	Oltre 1500 cicli	1500–2000
Fe/Cr Flow Battery	<10 MW	2–4 h	50–65	20	200–2500
Zn/Air	20 kW– 10 MW	3–4 h	40–60	Alcune centinaia di cicli	3000–5000
SMES	1–3 MW	1–3 sec	90	>30,000 cicli	380–490
SMES di grande taglia	100 MW– 200 MW	100 sec (MWh) 0.5–1h (100MWh) 5–10 hr (GWh)	90	>30,000 ciclic	700–2000
Supercondensatori	10 MW	Fino a 30 sec	90	>500,000 cicli	1500–2500

NG = gas naturale; CC = corrente continua; CA = corrente alternata

Tabella 2.3 – Confronto di diversi sistemi di accumulo per applicazioni in reti elettriche (Fonte: IEA)

Da questi dati si osserva che le taglie più grandi sono realizzate con impianti di pompaggio o ad aria compressa (CAES). Queste tecnologie hanno però lo svantaggio di necessitare di grandi opere di tipo civile/impiantistico. Per questo motivo non vengono utilizzate come sistemi di compensazione di utenze attive o passive di piccola-media taglia, come quelle trattate in questa tesi.

Le varie tipologie di accumulo possono quindi essere rappresentate in funzione della taglia tipica in potenza ed energia.

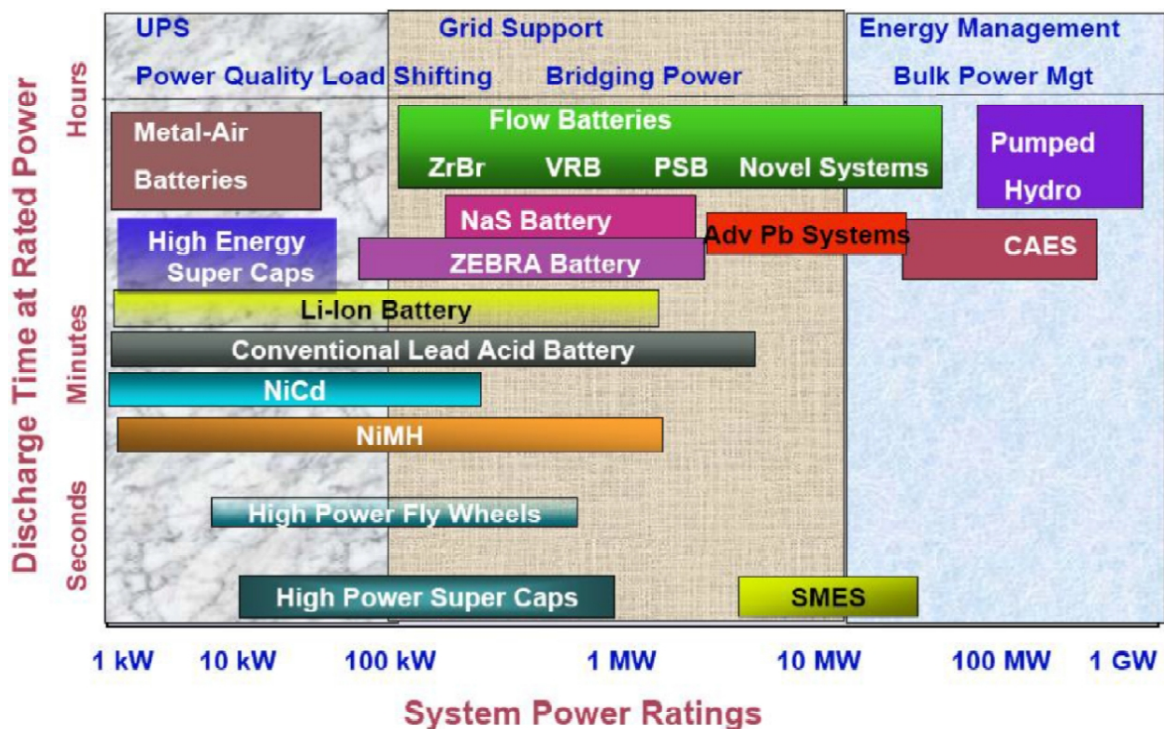


Figura 2.4 – Caratteristiche di diversi sistemi di accumulo (Fonte EPRI, 2008)

Analogamente ai supercondensatori, i volani (*Fly Wheels*) sono dispositivi utilizzati per servizi di potenza che necessitano di poca energia.

Gli accumuli elettrochimici, invece, grazie alla recente evoluzione che li ha interessati, riescono a coprire praticamente tutte le applicazioni possibili, sia in potenza che in energia. Sono inoltre caratterizzati da una modularità e una facilità di trasporto che li rendono ideali per installazioni temporanee come, ad esempio, per il potenziamento di reti (differimento degli investimenti strutturali) e ne permettono una localizzazione diffusa in tutto il sistema elettrico.

In particolare, le batterie agli ioni di Litio sono quelle che attualmente presentano maggiori prestazioni in termini di profondità di carica e scarica, densità dell'energia e mantenimento della capacità nel tempo, in quanto non hanno effetto memoria.

3 PRIMO CASO STUDIO: UTENZA DOMESTICA

3.1 Scelta del sito e descrizione della campagna di misure

Il primo caso studio riguarda l'applicazione di due sistemi di accumulo, elettrico e termico, ad un'abitazione civile ed è frutto di una collaborazione tra il DESTEC dell'Università di Pisa e l'ENEA.

Come precedentemente descritto, la gestione dei due sistemi di accumulo permette di contenere il profilo del carico dell'utenza su valori ridotti della potenza richiesta dalla rete, con beneficio economico dell'utenza, che può accedere ad un contratto meno oneroso (chiede meno potenza). Inoltre si può effettuare uno spostamento dei consumi di energia (*time shift*) dalle ore piene a quelle di minor costo e si riesce a garantire una maggiore qualità del vettore elettrico in termini di continuità dell'alimentazione e del contenuto armonico.

L'installazione del sistema di accumulo porta vantaggi anche per il distributore che può ritardare o evitare il potenziamento delle proprie linee per far fronte agli aumenti della potenza richiesta dalle utenze passive. Inoltre, si ha una riduzione delle perdite nella rete a monte della sezione di prelievo e una maggior stabilità dovuta a livellamento del profilo di carico dell'utenza.

Le considerazioni che verranno fatte in seguito possono essere applicate in generale a qualsiasi utenza passiva di piccola-media taglia, non soltanto di tipo domestico.

Al fine di poter sperimentare sul campo le logiche di gestione messe a punto, è stato scelto un sito dove poter installare tutti i dispositivi necessari all'attività.

Il sito scelto è la casa del guardiano dei laboratori dell'Università di Pisa nella sede di San Piero a Grado (PI).

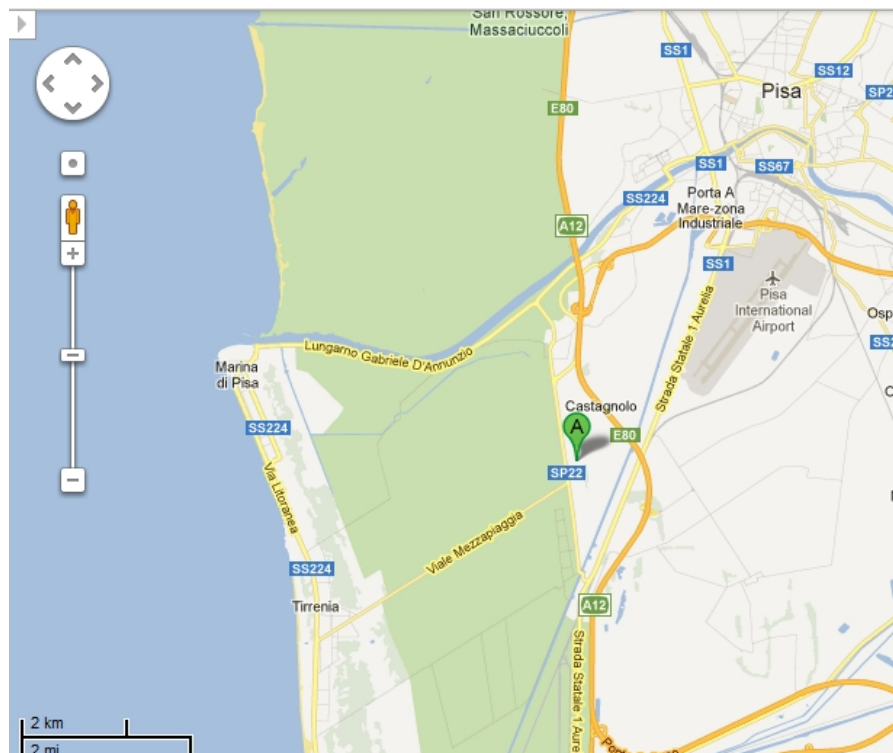


Figura 3.1 - Posizione dei laboratori dell'Università di Pisa a San Piero a Grado



Figura 3.2 - Casa del guardiano dei laboratori

Per dimensionare i componenti del sistema di accumulo è stata svolta una campagna di misure sul sito divisa in due fasi che verranno descritte in seguito. La sezione di misura corrisponde al punto immediatamente a valle dei dispositivi di protezione delle due linee elettriche che dal quadro generale dei laboratori alimentano la casa del guardiano: linea luce guardiano e linea forza motrice (F.M.) guardiano.

Lo strumento utilizzato è il data logger CW240 della Yokogawa.

Di seguito è riportato lo schema di collegamento delle sonde dello strumento.

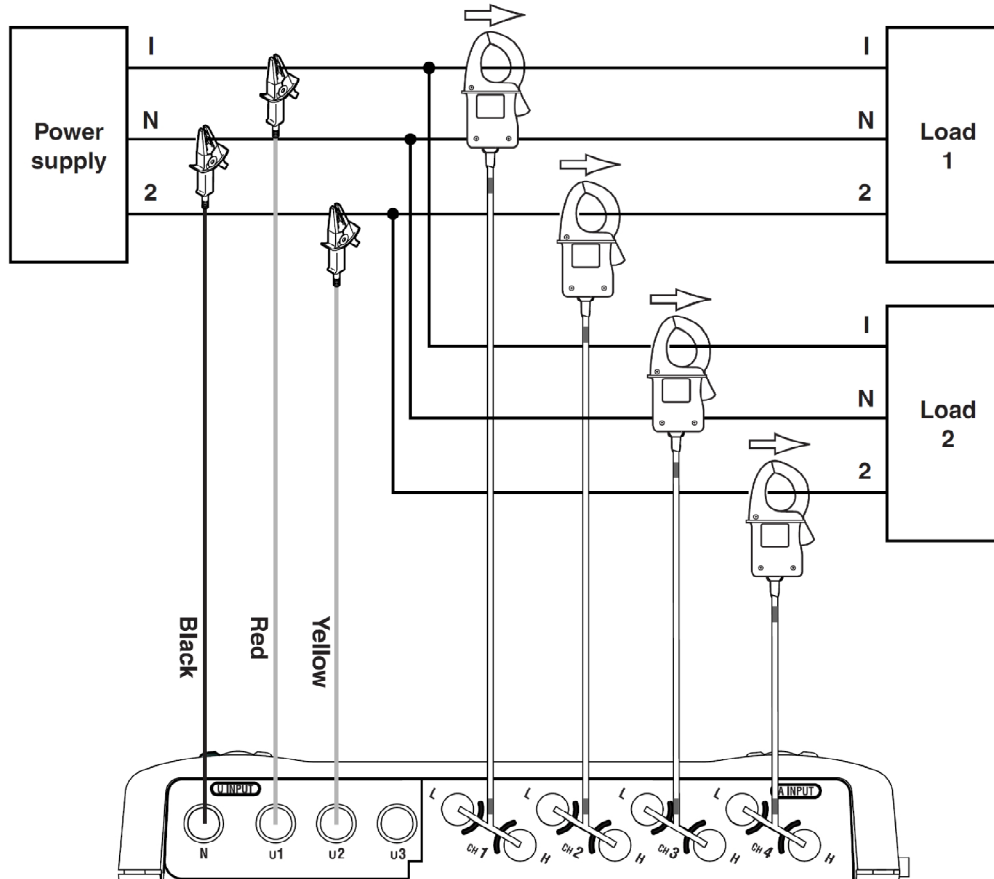


Figura 3.3 - Schema di collegamento delle sonde

Entrambe le linee monitorate sono di tipo monofase a 230 V e si trovano su due fasi differenti, perciò si è utilizzata una sola sonda amperometrica per carico.

La campagna di misure è stata divisa in due parti per verificare rispettivamente, l'entità della potenza assorbita dall'utenza in esame e la qualità della tensione e della corrente entranti nell'appartamento.

La prima fase delle misure si è svolta dalla mattina del 17/07/2012 alla mattina del 25/07/2012.

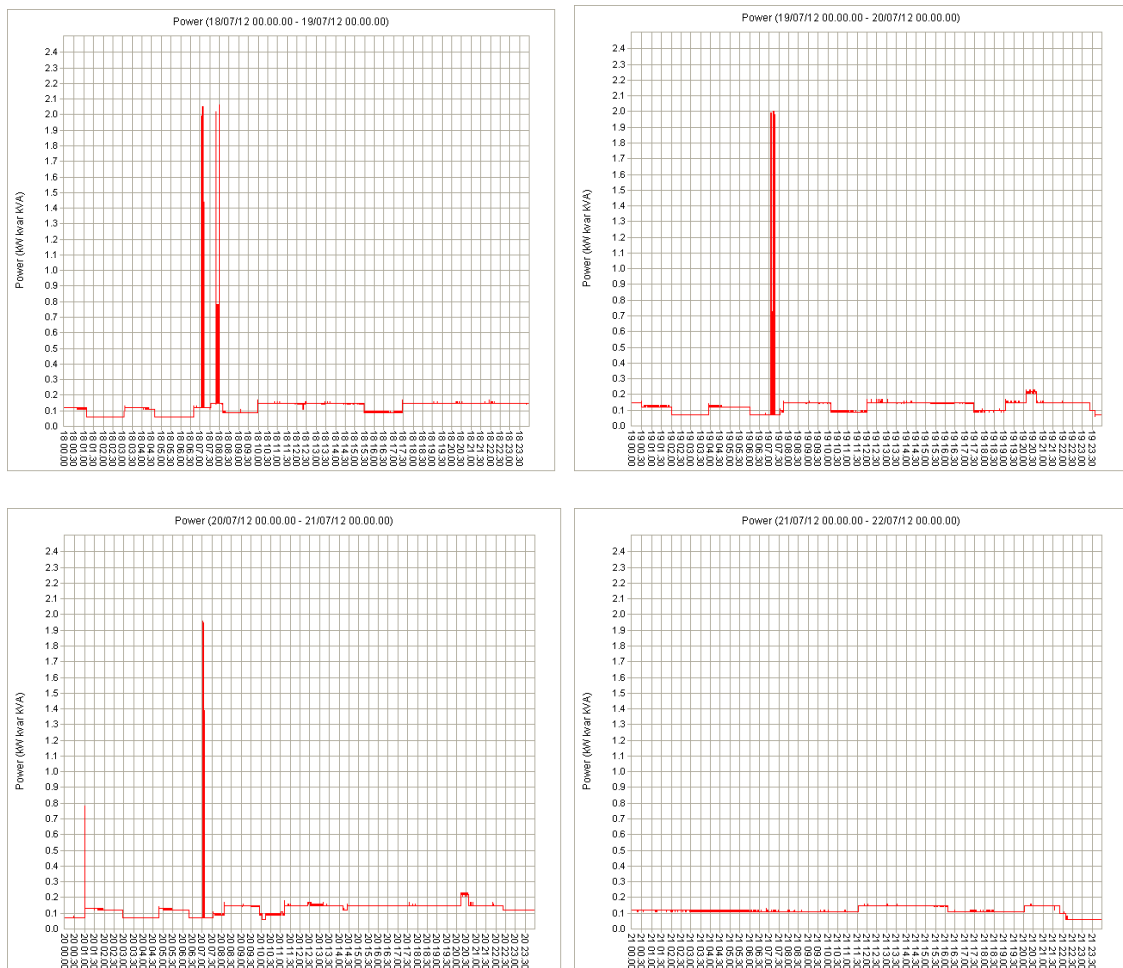
Le grandezze misurate per ogni carico sono state: potenza attiva, potenza reattiva, potenza apparente, fattore di potenza, tensione e corrente.

La seconda fase si è svolta dalle 10:33 del 25/07/2012 alle 10:50 del 25/07/2012 da cui sono state ricavate le forme d'onda e le armoniche fino al 49-esimo ordine di tensione e corrente per ogni carico.

Lo schema, le sonde e le grandezze misurate erano le stesse usate in precedenza.

3.2 Analisi della campagna di misure

Di seguito si riportano i diagrammi di carico giornalieri per entrambe le linee:



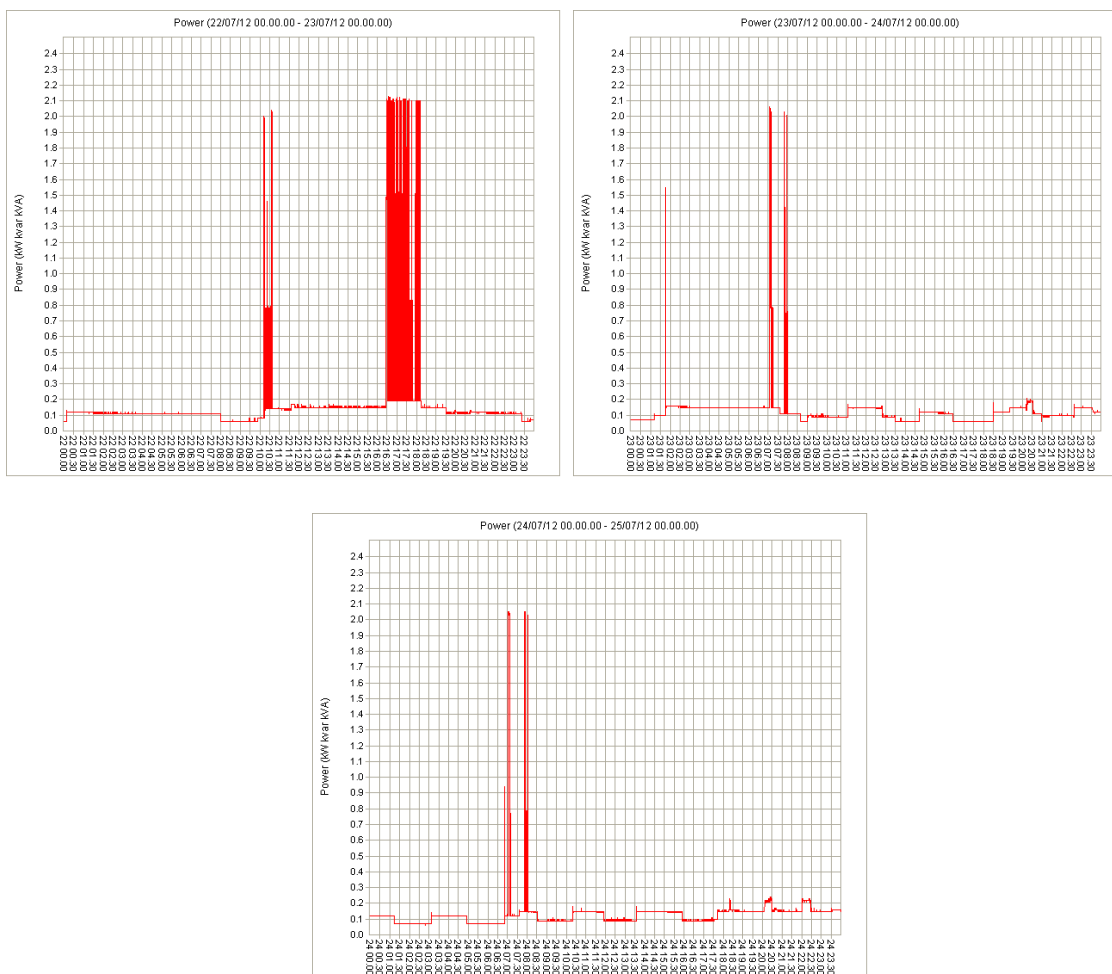
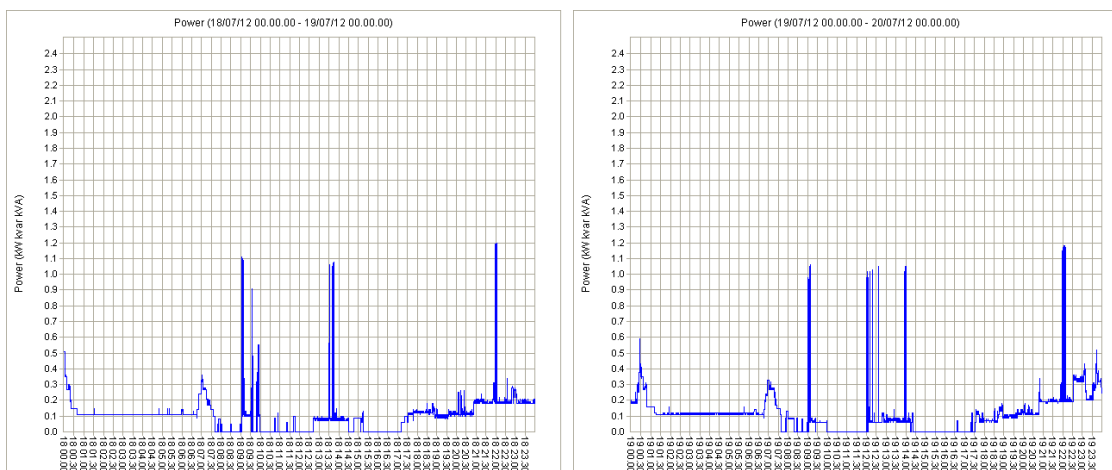


Figura 3.4 - Linea F.M. custode da Mercoledì 18/07/2012 a Martedì 24/07/2012



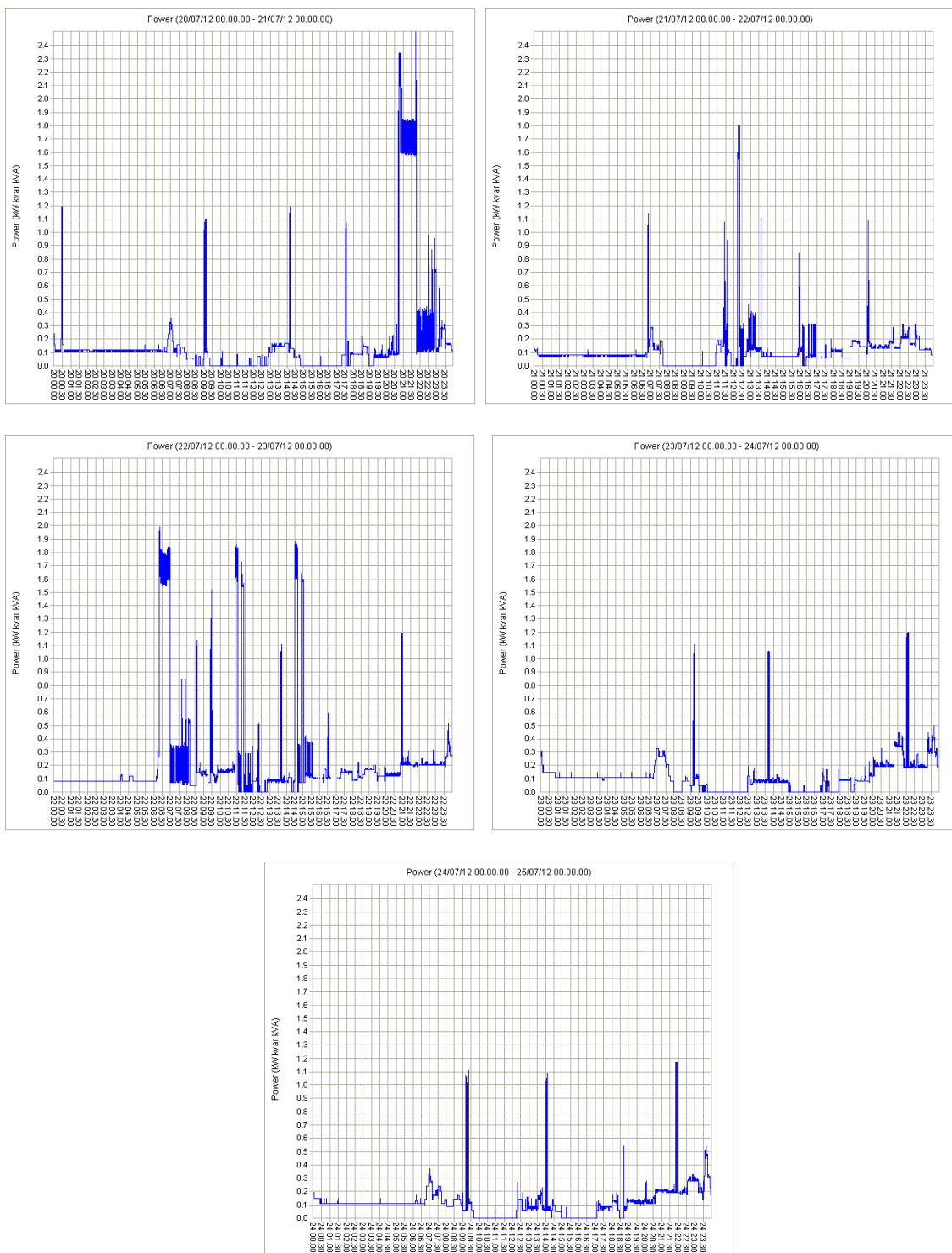


Figura 3.5 - Linea Luce custode da Mercoledì 18/07/2012 a Martedì 24/07/2012

Di seguito si riportano le forme d'onda delle tensioni delle due linee per un minuto di misurazione:

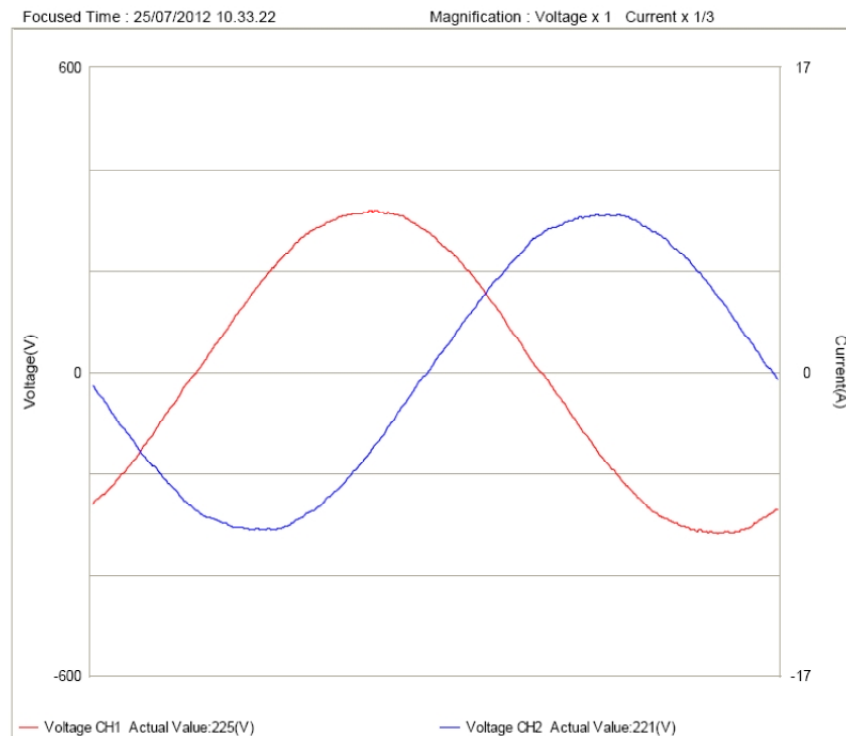


Figura 3.6 - Forma d'onda della tensione linea Luce custode e linea F.M. custode

Le tensioni risultano perfettamente sinusoidali e sfasate di 120° per tutta la campagna di misure.

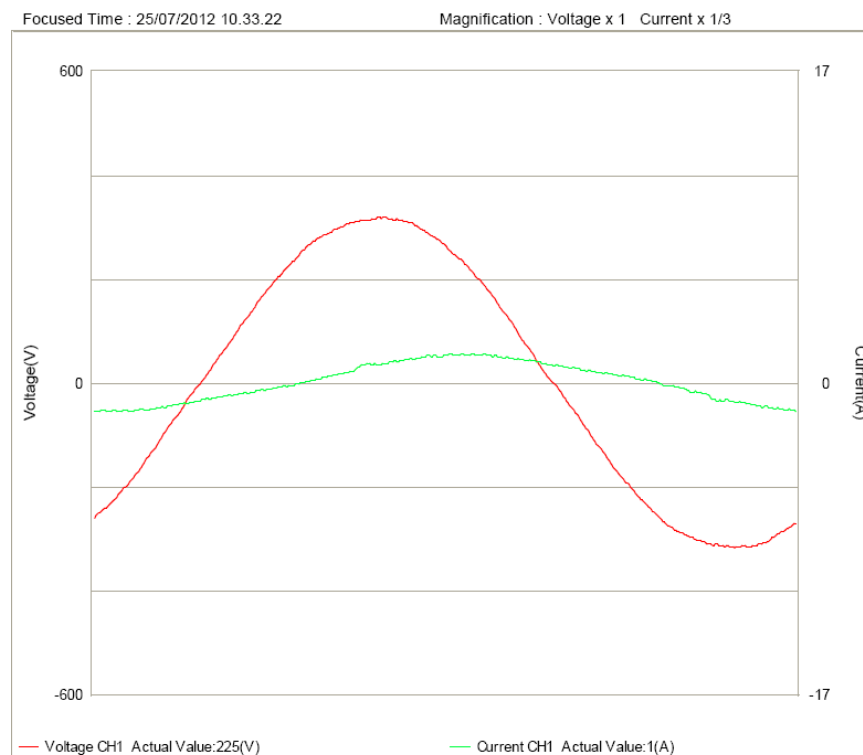


Figura 3.7 - Forma d'onda di tensione e corrente linea F.M. custode

Durante tutto il periodo di monitoraggio delle forme d'onda, l'assorbimento sulla linea F.M. custode è stato modesto, in quanto l'ampiezza della corrente è stata di circa 1A.

Il carico presenta una corrente sinusoidale (in verde) sfasata rispetto alla tensione (in rosso). Questo indica un assorbimento di potenza reattiva dei carichi più piccoli.

Analogamente si analizza la linea Luce custode:

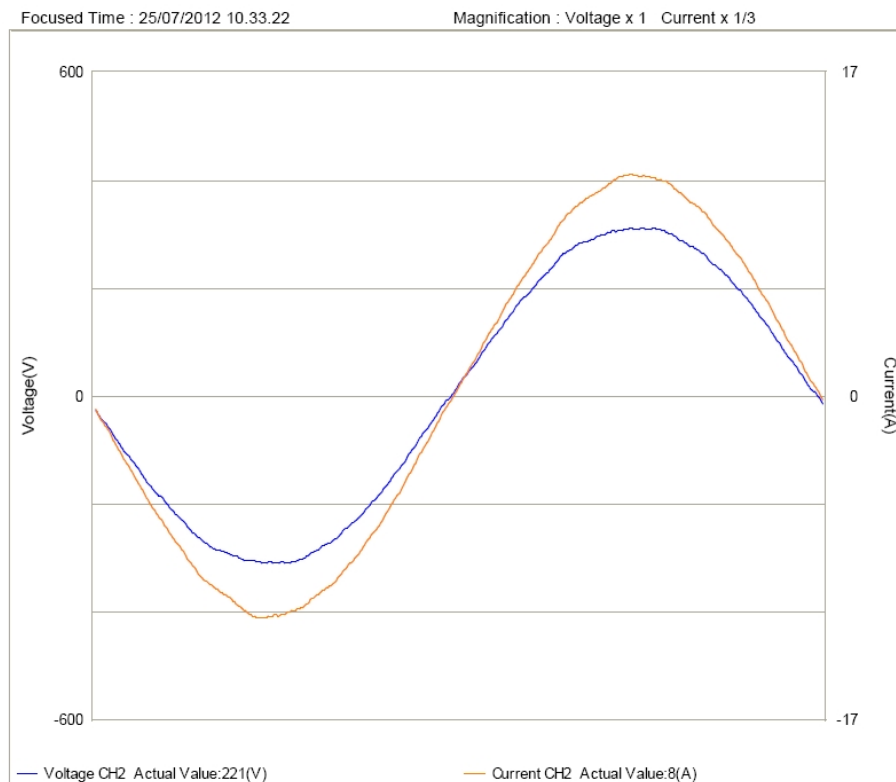


Figura 3.8 - Forma d'onda di tensione e corrente linea Luce custode

In questo caso la tensione (in blu) e la corrente (in arancio) sono perfettamente in fase. Questo è un dato prevedibile, in quanto l'impianto di illuminazione dell'abitazione non presenta carichi reattivi rilevanti.

Osservando le forme d'onda si capisce che i carichi distorti sono assenti o influenti nei confronti della qualità dell'alimentazione. Questo è dimostrato anche dall'analisi spettrale in frequenza delle tensioni e delle correnti in esame.

Lo spettro della tensione della linea F.M. custode risulta privo di armoniche oltre la fondamentale:

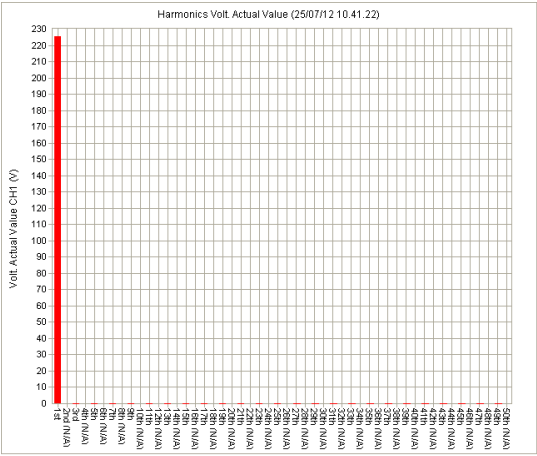


Figura 3.9 - Spettro di tensione linea F.M. custode

Lo stesso vale per lo spettro della tensione della linea Luce custode:

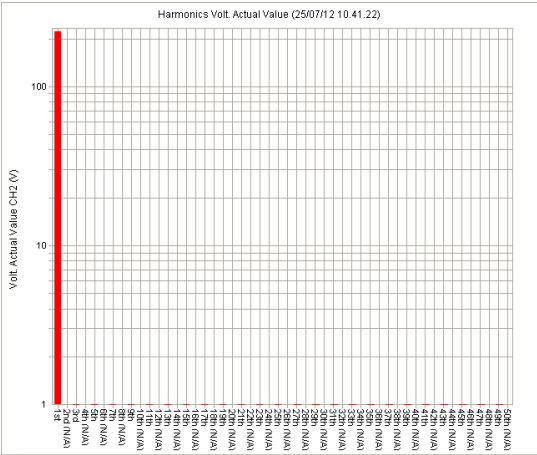


Figura 3.10 - Spettro di tensione linea Luce custode

Anche la corrente della linea F.M. custode risulta priva di anomalie, il che indica che gli azionamenti sono privi di sistemi di regolazione:

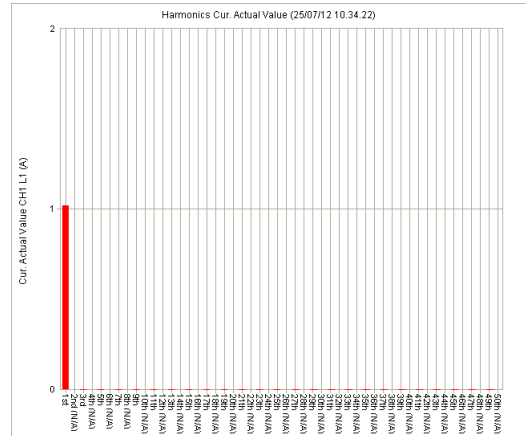


Figura 3.11 - Spettro di corrente linea F.M. custode

Infine, lo spettro della corrente della linea Luce custode risulta costituito solo dalla componente fondamentale:

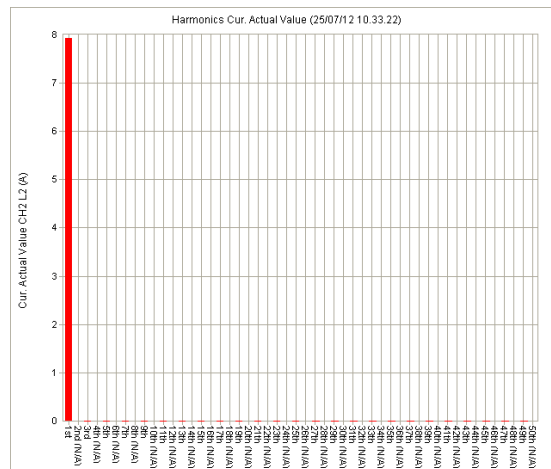


Figura 3.12 - Spettro di corrente linea Luce custode

3.3 Elaborazioni dei dati per il dimensionamento dei sistemi di accumulo

Il dimensionamento della capacità dell'accumulo elettrico è sviluppato in funzione delle cumulate di potenza del carico che dovrà alimentare.

Nella cumulata, detta anche monotona di carico, l'ascissa di un punto rappresenta il tempo cumulato complessivo durante il quale la potenza assorbita dal carico è stata maggiore o uguale alla ordinata del punto.

Questa curva ha in comune con il diagramma di carico il valore massimo e l'area.

Sono stati quindi costruiti i diagrammi di durata del carico della linea Luce custode, della linea F.M. custode e dell'appartamento inteso nel suo complesso.

Dai grafici si evince che l'andamento è di tipo esponenziale con pendenza molto ripida.

Anche la potenza totale (in verde), ottenuta come somma degli assorbimenti contemporanei nelle due linee, presenta un diagramma di durata del carico con derivata molto alta.

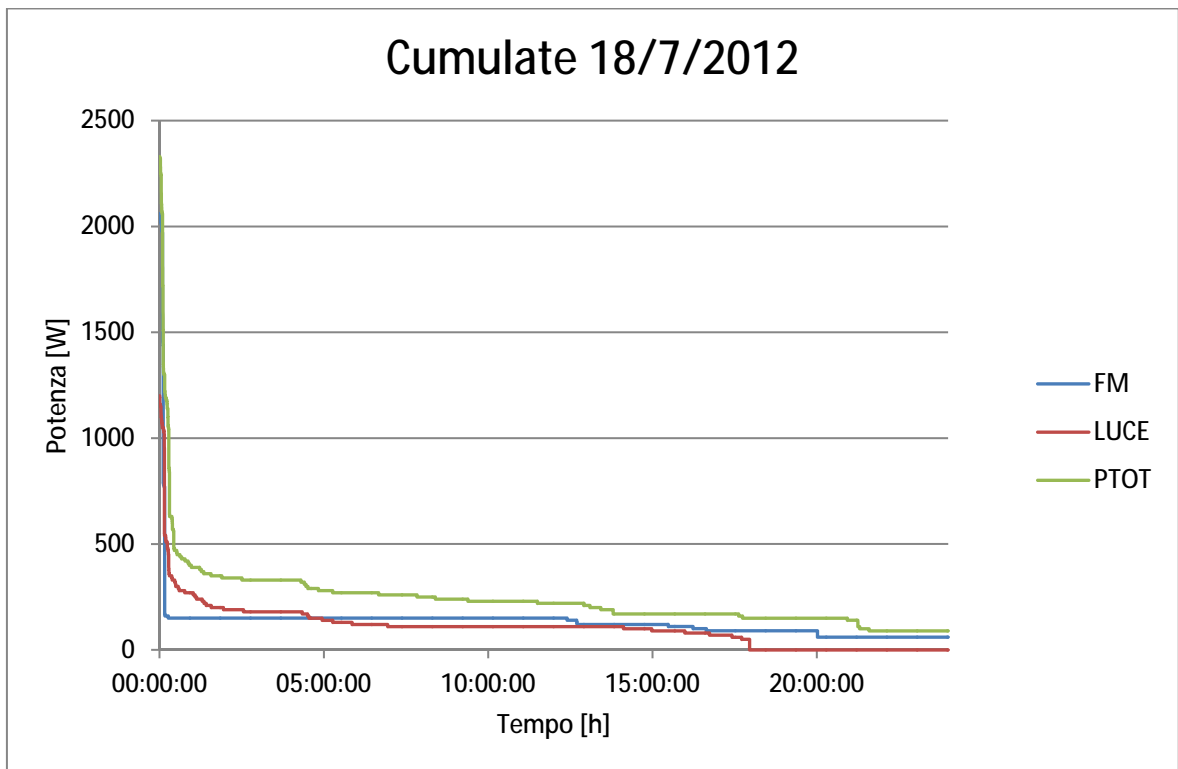


Figura 3.13 - Cumulate di potenza riferite al 18/07/2012

Osservando in dettaglio la prima ora, si vede come la maggior parte dell'assorbimento di potenza avviene per pochi minuti in entrambe le utenze.

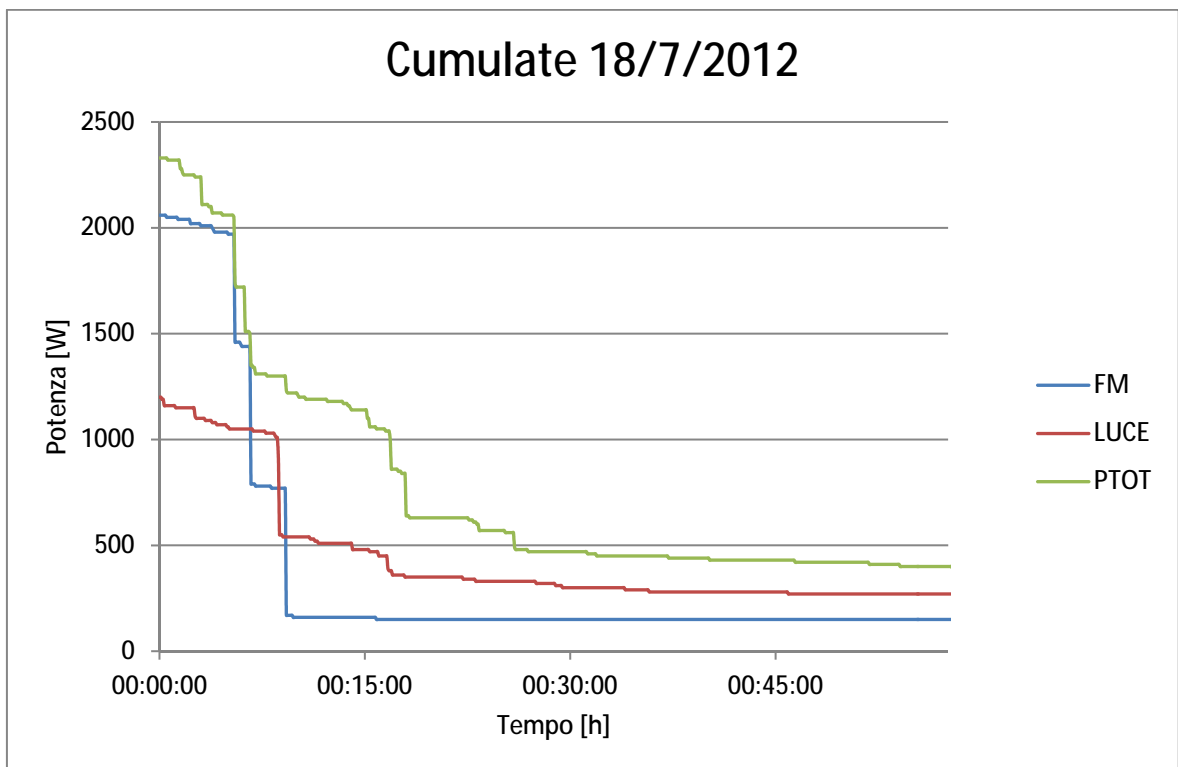
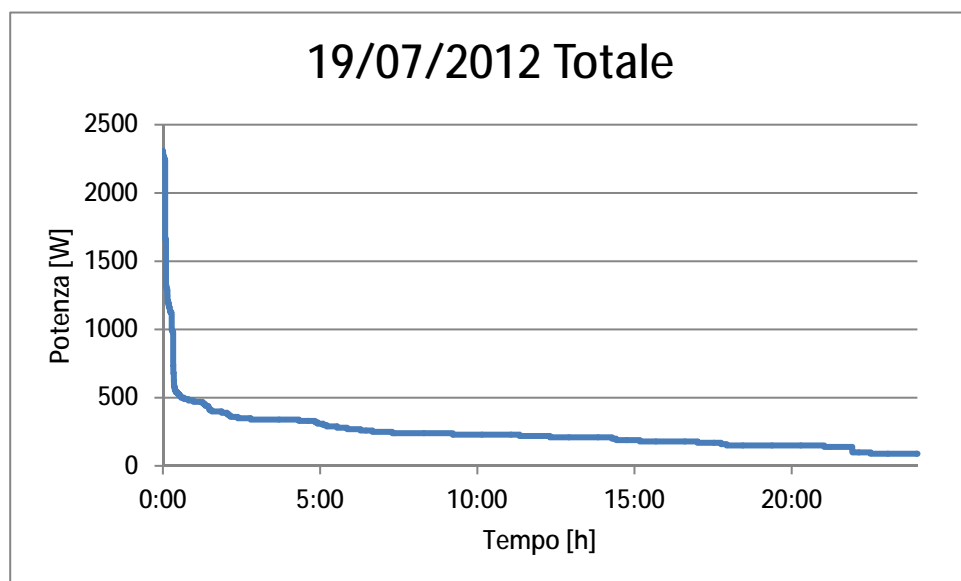
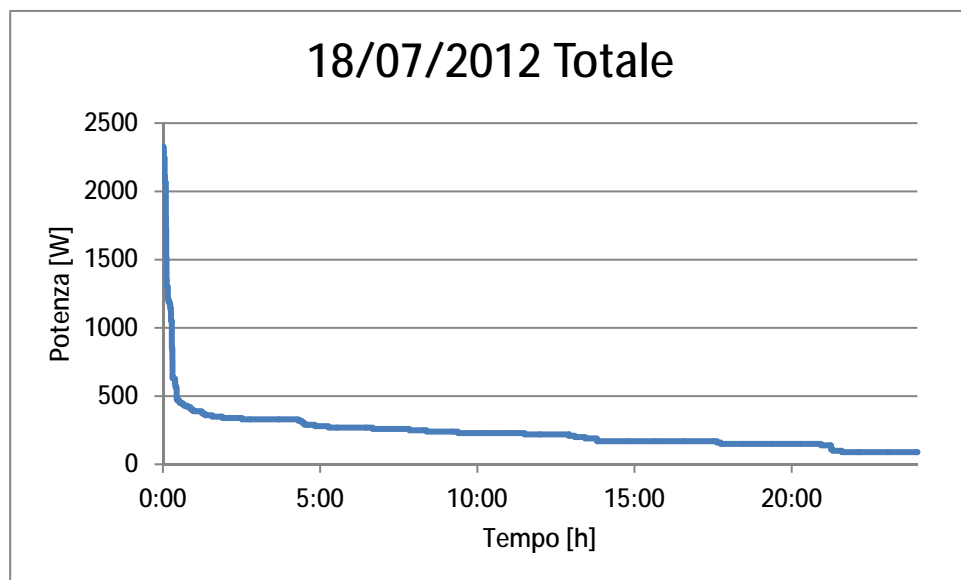


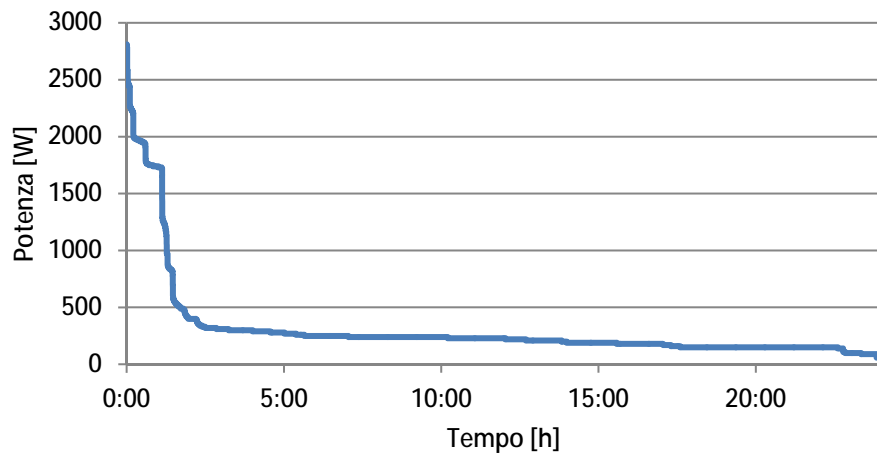
Figura 3.14 - Prime ore della cumulata di potenza riferite al 18/07/2012

Durante la prima parte della campagna di misure gli unici due giorni in cui un considerevole assorbimento di potenza si è protratto per più di un quarto d'ora, sono Venerdì 20 e Domenica 22. Questo può essere giustificato analizzando il tipo di nucleo familiare, due persone in questo caso, e le abitudini sociali dei residenti.

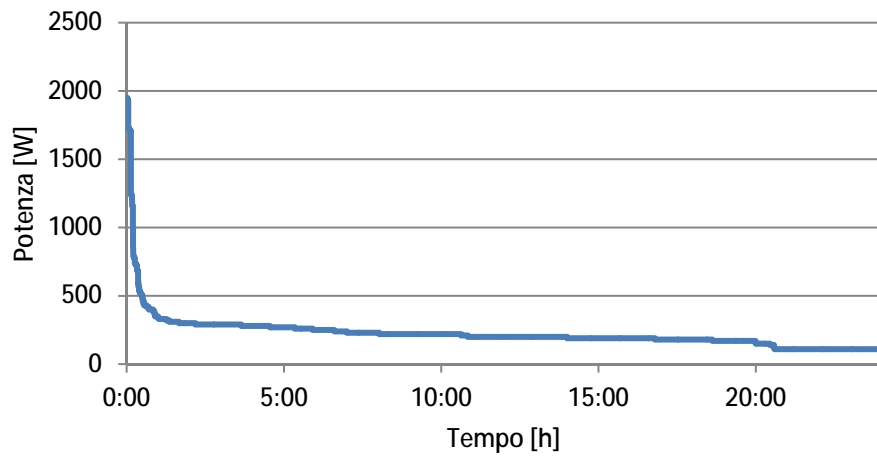
Di seguito vengono riportate le cumulate del carico totale per tutti i giorni della campagna di misure:



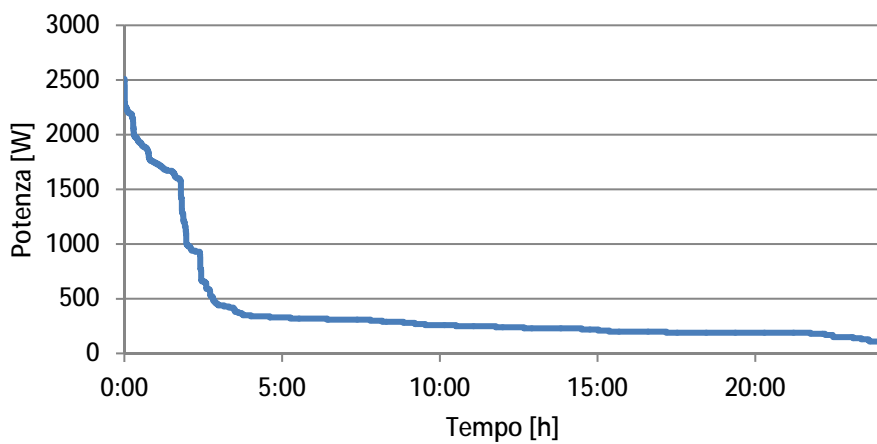
20/07/2012 Totale



21/07/2012 Totale



22/07/2012 Totale



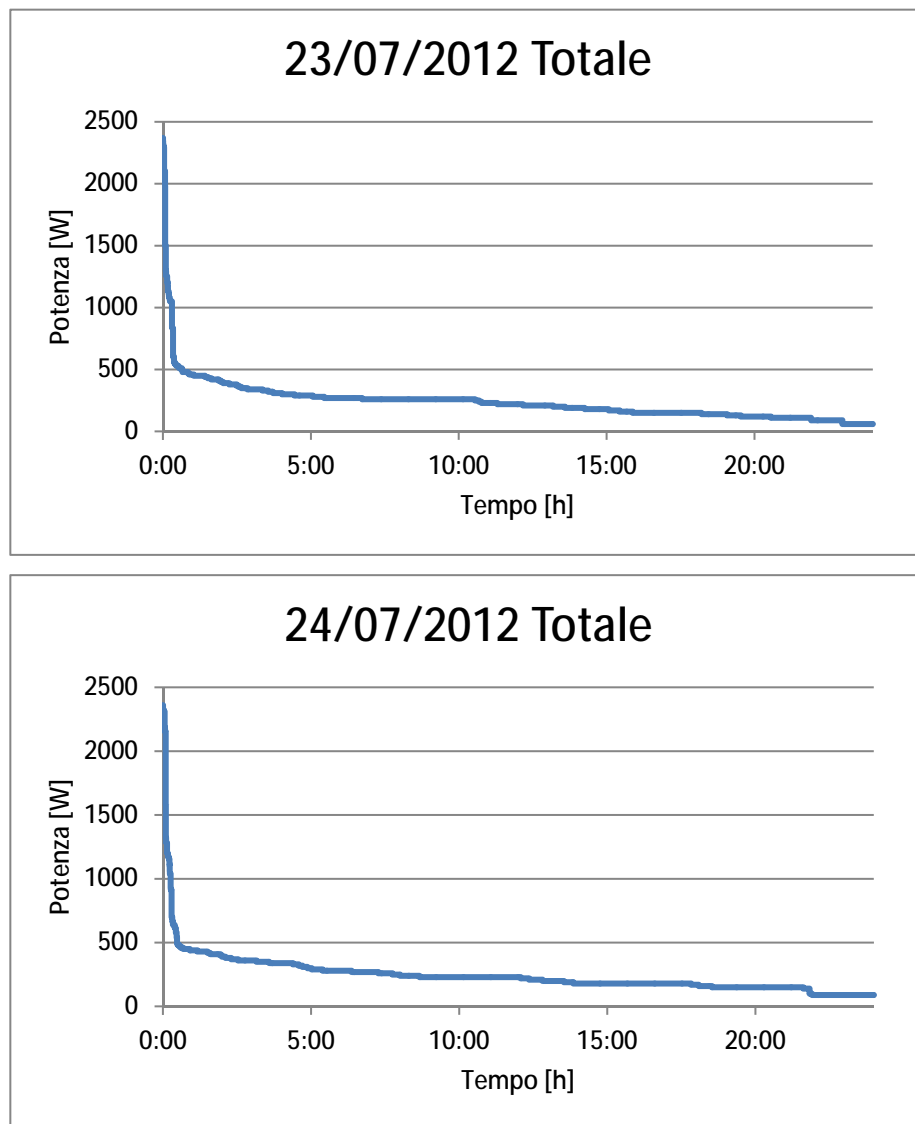


Figura 3.15 - Cumulate di potenza dell'intero appartamento dal 18/07/2012 al 24/07/2012

Si osserva che il 20/07/2012 è stato il giorno con la massima potenza assorbita pari a 2810 W.

Oltre alla forma delle cumulate di potenza, un altro parametro che identifica il tipo di carico e quindi permette di scegliere l'accumulo più opportuno, è il valore dell'energia totale giornaliera.

Nella tabella di seguito vengono riportati i valori di energia totale giornaliera per entrambe le linee e per l'intera abitazione:

Giorno	18	19	20	21	22	23	24
Energia F.M. [Wh]	3127	3207	3150	2843	4126	3006	3160
Energia Luce [Wh]	2534	2689	4228	2586	5196	2701	2737
Energia Totale [Wh]	5661	5896	7378	5429	9322	5707	5897

Tabella 3.1 - Energia giornaliera dal 18/07/2012 al 24/07/2012

I valori sono quelli tipici di un'utenza domestica composta da due persone. Questo permette di estendere i risultati della sperimentazione che verrà effettuata sul sito, anche ad altre utenze similari.

3.4 Modello semplificato delle cumulate

In passato è stato sviluppato un modello semplificato delle cumulate di potenza che con soli due parametri potesse identificare la curva caratteristica di un carico.

Il modello utilizzato è:

$$y = \frac{k}{(x + k)^n}$$

Equazione 3.1 - Modello semplificato delle cumulate di potenza

dove x è il tempo espresso in ore e y è la potenza espressa in p.u. con base pari alla potenza massima settimanale di ciascuna linea.

I coefficienti k ed n sono ottenuti tramite il risolutore del programma Microsoft Excel.

I vincoli utilizzati sono:

- Coefficienti positivi;
- Energia sottesa dalla cumulata ottenuta con il modello semplificato pari a quella della cumulata originale;
- Valore iniziale della curva interpolante pari a quello della cumulata originale.

Una volta calcolati gli scarti tra ogni punto noto della cumulata originale² e i corrispondenti punti della linea interpolante semplificata, si sono ricavati i coefficienti k ed n minimizzando la somma dei quadrati di detti scarti.

² La cumulata originale è stata normalizzata con la potenza massima di 2810 W per poter utilizzare il modello.

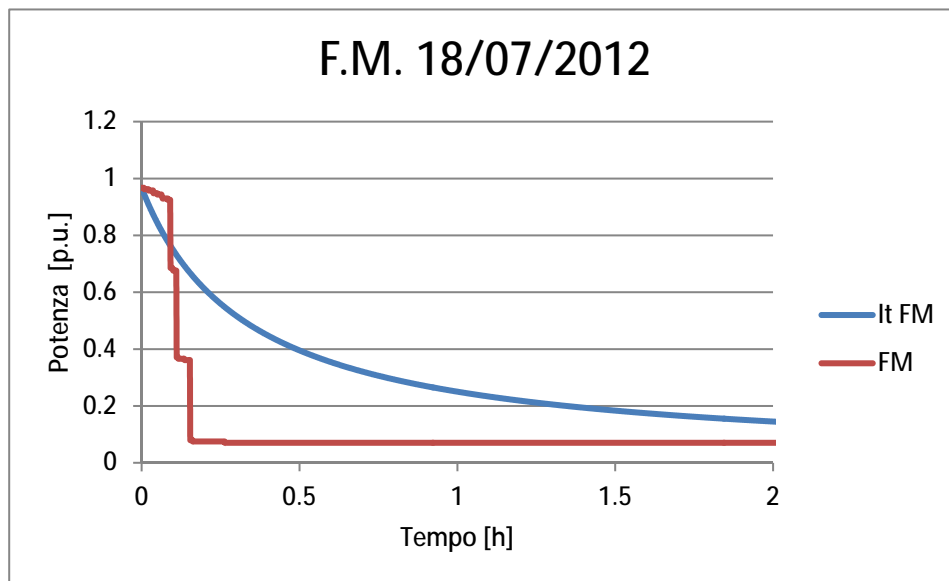
Nella tabella di seguito vengono riportati i coefficienti ottenuti tramite il Risolutore del programma Excel e le potenze massime giornaliere espresse in W.

	F.M.			Luce			Totale		
Giorno	k	n	Pmax	k	n	Pmax	k	n	Pmax
18	0.331	0.970	2060	0.124	0.618	1200	0.380	0.806	2330
19	0.329	0.943	2000	0.130	0.602	1180	0.389	0.792	2310
20	0.315	0.928	1960	0.382	1.000	2660	0.751	1.000	2810
21	55.126	1.646	160	0.160	0.787	1800	0.302	0.695	1950
22	0.497	1.000	2130	0.343	0.766	2070	1.784	1.195	2510
23	0.315	0.971	2060	0.131	0.608	1200	0.391	0.819	2370
24	0.367	1.000	2050	0.131	0.596	1170	0.400	0.809	2360

Tabella 3.2 - Coefficienti del modello semplificato ottenuti tramite risolutore

Data la natura dell'utenza, caratterizzata da utilizzi molto brevi di rilevanti quantità di energia elettrica, il modello semplificato ha difficoltà nell'interpolare le cumulate di potenza.

Come è possibile vedere nelle figure a seguire, il modello non riesce a ricreare la ripida pendenza delle cumulate originali. Per questo non è stato utilizzato per il dimensionamento dei dispositivi del sistema di accumulo.



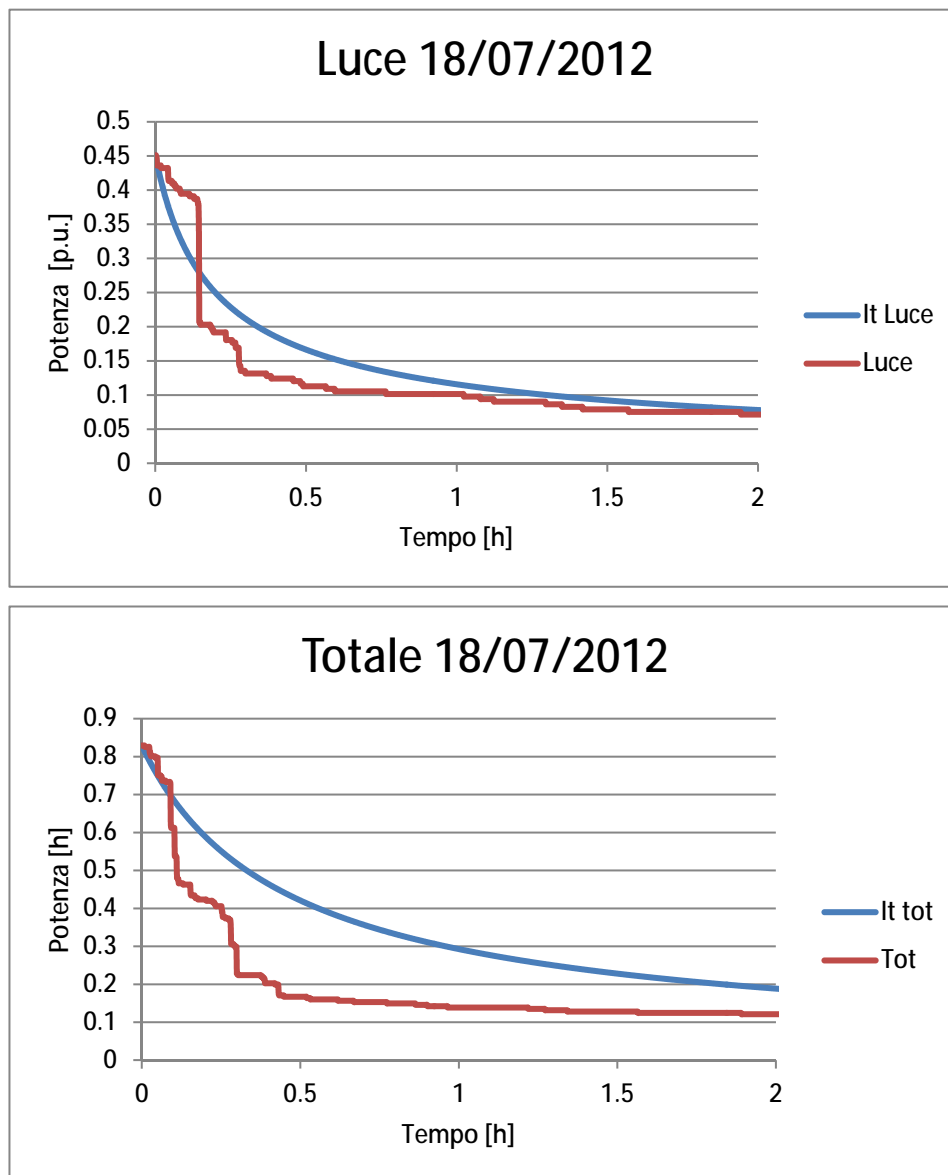


Figura 3.16 – Confronto tra le cumulate di potenza misurate e quelle ottenute con il modello semplificato

3.5 Logica di gestione e criterio di dimensionamento dell'accumulo

La logica di gestione dell'accumulo utilizzata in questa tesi, prevede l'impiego di un accumulo termico e di uno elettrico quando l'utenza supera una certa soglia di potenza. In questo modo la potenza massima assorbita al punto di consegna sarà pari alla soglia impostata. Il primo ad intervenire, sarà l'accumulo termico, che in questa sperimentazione è un congelatore. Sfruttando la capacità di mantenere la temperatura interna al di sotto dei 16°C per un periodo di tempo di almeno 4h se non viene aperto, in assenza di alimentazione elettrica, il congelatore può essere disalimentato quando la potenza complessiva dell'appartamento supera la soglia preimpostata. In questo modo, si riesce a guadagnare un margine di potenza pari all'assorbimento elettrico di circa 150 W. Quando

questo margine non è sufficiente a mantenere l'assorbimento complessivo di potenza sotto la soglia prestabilita, oppure in caso di congelatore non attivo, per cui anche un suo distacco non altererebbe il diagramma di carico dell'appartamento, interviene l'accumulo elettrico. Quest'ultimo dovrà essere dimensionato con energia sufficiente per coprire tutto l'intervallo di tempo che l'utenza richiede. Per questo, si rivelano utili le cumulate di potenza, in quanto permettono velocemente di fare un primo dimensionamento della capacità massima dell'accumulo elettrico. Come è mostrato in Figura 3.17, l'energia che l'accumulo dovrà fornire è pari all'area compresa tra la cumulata e la soglia impostata.

Nell'esempio proposto la soglia è di 1500 W.

La potenza necessaria sarà pari alla differenza tra il valore di soglia e la potenza contrattuale³.

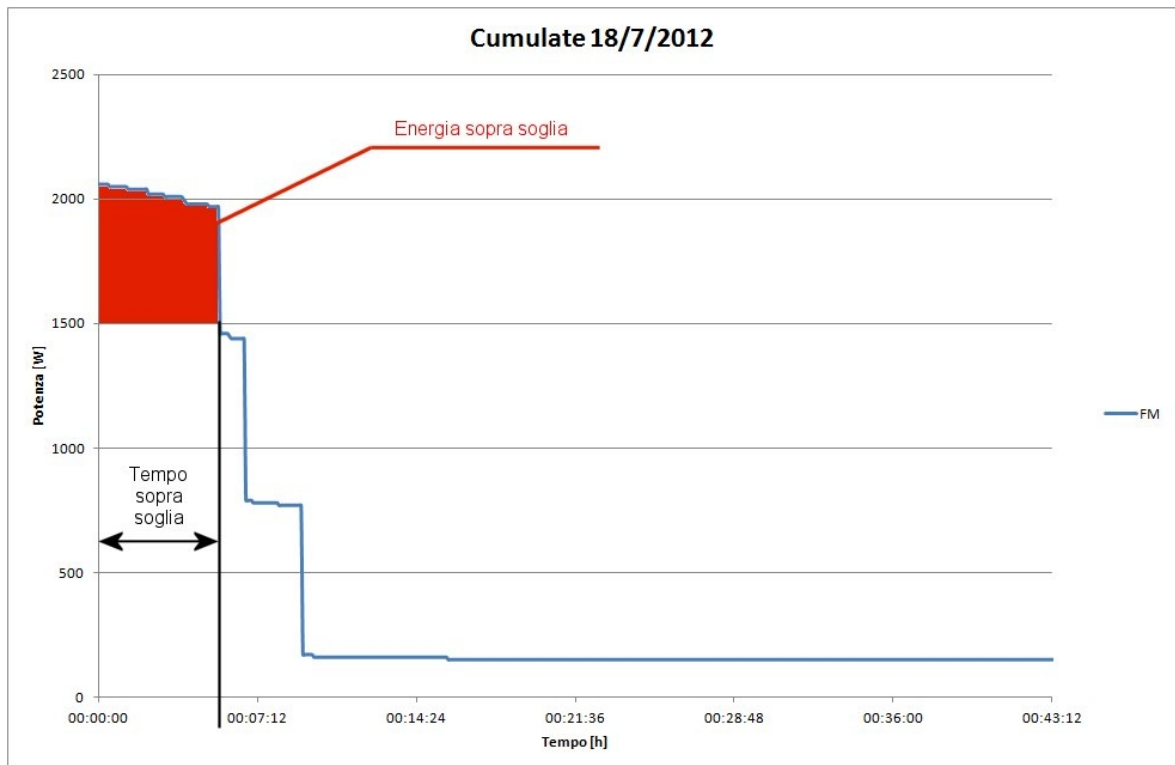


Figura 3.17 - Esempio di utilizzo della cumulata di potenza per il dimensionamento di un accumulo elettrico

Estendendo l'analisi a tutti i giorni dell'anno, si ricava la capacità minima dell'accumulo per coprire tutta l'energia dopo la soglia. Va specificato che si può accettare di utilizzare una taglia commerciale inferiore a detta capacità, purché i giorni in cui l'accumulo non è

³ In alternativa si può utilizzare la potenza massima assorbita dal carico nell'anno per avere evitare sovradimensionamenti in potenza.

sufficiente siano limitati a un valore compatibile con il contratto di fornitura dell'energia elettrica.

La logica di gestione appena descritta necessita di un dispositivo di accumulo elettrico che, appena rilevato il superamento di soglia da parte dell'utenza, si aggiunga alla rete della quota parte rimanente per alimentare il carico.

Questo è possibile con l'utilizzo, ad esempio, di batterie elettrochimiche abbinate ad interfacce tipo inverter alla rete e situate immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica.

Nel caso di utenze domestiche passive, utilizzare un dispositivo inverter-accumulo in derivazione sull'alimentazione comporterebbe l'alimentazione della rete a monte in caso di mancanza di tensione, quindi con problemi di sicurezza e di capability del dispositivo. In generale questi aspetti si risolvono installando un'opportuna interaccia sull'alimentazione di rete che impedisce la rialimentazione della rete monte.

Nel caso di piccole utenze il costo dell'interfaccia può essere elevato rispetto al valore del dispositivo di accumulo, rendendo scarsamente impiegabile la soluzione per eccessivo costo e complicazione.

Sulla base delle considerazioni di cui sopra, si è ritenuto più utile sviluppare una soluzione con un sistema tipo micro UPS che non presenta l'inconveniente di erogare in rete in mancanza di tensione di alimentazione e ha un costo molto ridotto [6].

Un sistema di questo tipo andrebbe a sostituire la rete nell'alimentazione di parte del carico, invece di integrare la potenza sopra soglia. L'UPS, però, non può effettuare alcun tipo di modulazione (almeno nei modelli più economici e meno complessi) e determina quindi una discontinuità a gradino nel diagramma di carico, nell'istante del suo intervento e in quello del ritorno dell'alimentazione dalla rete.

Con queste premesse, si procede al dimensionamento dell'UPS che, come già detto, dovrà coprire interamente parte del carico durante il tempo di superamento della soglia di potenza, considerando anche il caso di non efficacia del distacco del congelatore.

Di seguito è riportata una figura che mostra come utilizzare le cumulate per il dimensionamento dell'UPS considerando una soglia di intervento di 1500 W.

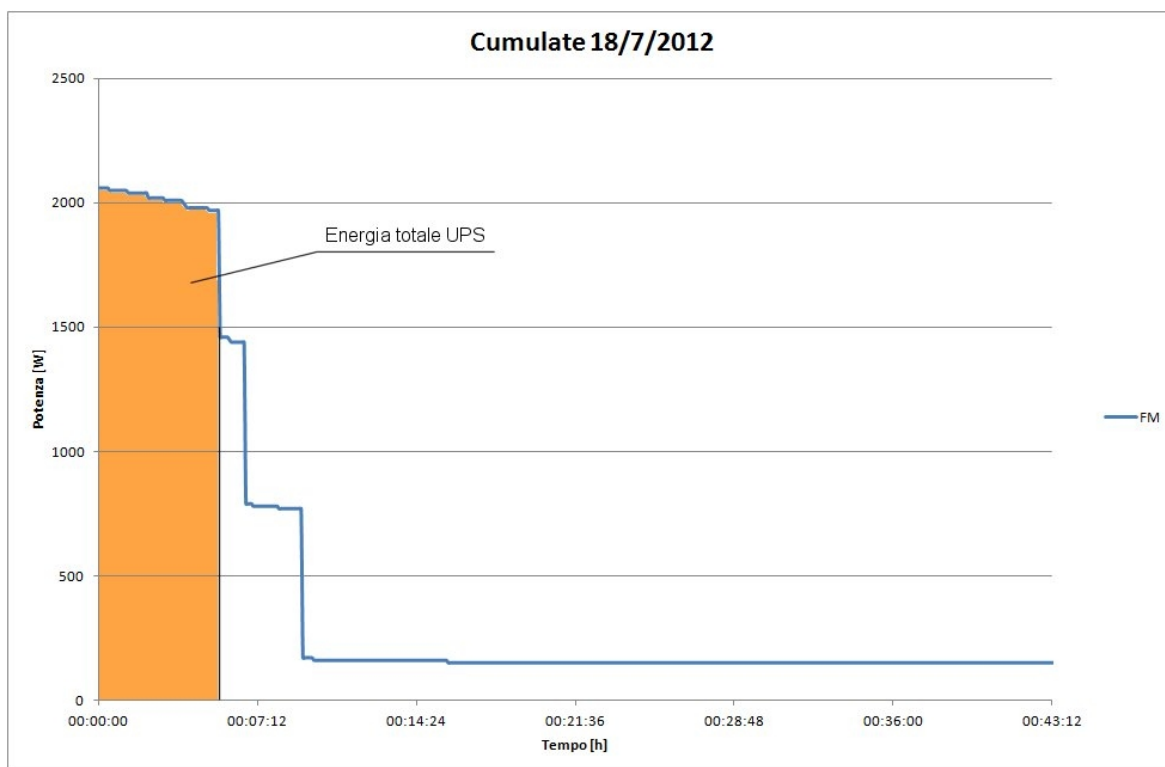


Figura 3.18 - Esempio di utilizzo della cumulata di potenza per il dimensionamento dell'UPS

Risulta evidente che, paragonato al caso della batteria, l'UPS sarà sovradimensionato rispetto alle reali necessità di energia tanto più alta sarà la soglia di intervento.

Dalla campagna di misure si sono ricavati i valori di energia necessari per varie soglie di potenza:

18/07/ 2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000	19/07 /2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000		
	Energia sopra soglia [Wh]						Energia sopra soglia [Wh]						
	FM	246.5	213.1	184.9	130		FM	205	170.6	137.8	0.0		
	Luce	205.2	157.3	0.0	0.0		Luce	209	135.1	0.0	0.0		
	Totale	532.3	435.3	231.1	201.2		Totale	601	415.6	196.2	157		
	Tempo sopra la soglia [h]							Tempo sopra la soglia [h]					
	FM	0.154	0.111	0.092	0.064			FM	0.14	0.093	0.069	0.0	
	Luce	0.235	0.144	0.0	0.0			Luce	0.217	0.125	0.0	0.0	
	Totale	0.432	0.281	0.110	0.092			Totale	0.576	0.276	0.093	0.069	
	Energia totale UPS [Wh]								Energia totale UPS [Wh]				
	FM	385.3	368.6	359.1	283.3				FM	330.7	300.8	269.7	0.0
	Luce	416.4	359.5	0.0	0.0				Luce	404.3	310.1	0.0	0.0
	Totale	921.1	828.1	439.5	421.2				Totale	1120	802.6	373	323.6

20/07/2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000
	Energia sopra soglia [Wh]				
	FM	101.9	82.3	78.5	0.0
	Luce	2205.9	2070.3	1925.8	379.5
	Totale	2646.3	2358.9	2182.4	499.8
	Tempo sopra la soglia [h]				
	FM	0.071	0.043	0.04	0.0
	Luce	1.399	1.214	1.083	0.168
	Totale	1.690	1.271	1.126	0.211
	Energia totale UPS [Wh]				
	FM	165.7	142.6	155	0.0
	Luce	3464.6	3769.8	3984.2	782.8
	Totale	4167.6	4138.1	4322.6	1006.5

21/07/ 2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000	22/07 /2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000		
	Energia sopra soglia [Wh]						Energia sopra soglia [Wh]						
	FM	0.0	0.0	0.0	0.0		FM	1344	964	706	497.9		
	Luce	386.5	286.9	219.7	0.0		Luce	2442	2265	2095	2.9		
	Totale	506.1	316.5	239.7	0.0		Totale	4161	3499	3281	654.8		
	Tempo sopra la soglia [h]							Tempo sopra la soglia [h]					
	FM	0.0	0.0	0.0	0.0			FM	0.997	0.538	0.364	0.238	
	Luce	0.360	0.196	0.133	0.0			Luce	1.726	1.403	1.253	0.001	
	Totale	0.488	0.197	0.133	0.0			Totale	2.803	1.964	1.789	0.297	
	Energia totale UPS [Wh]								Energia totale UPS [Wh]				
	FM	0.0	0.0	0.0	0.0				FM	2242	1716	1397	1068
	Luce	710.3	561.1	473	0.0				Luce	3996	4229	4475	6.2
	Totale	944.9	592.6	493	0.0				Totale	6684	6248	6680	1368

23/07/ 2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000	24/07 /2012	Soglie [W]	500	1000	1500	2000		
	Energia sopra soglia [Wh]						Energia sopra soglia [Wh]						
	FM	263.3	177.5	145.9	143.8		FM	243	192.8	186.8	186.8		
	Luce	146.6	146.6	0.0	0.0		Luce	162	139.9	0.0	0.0		
	Totale	619.6	429.5	158.7	156.4		Totale	550	404.2	213.3	206.7		
	Tempo sopra la soglia [h]							Tempo sopra la soglia [h]					
	FM	0.206	0.094	0.072	0.071			FM	0.16	0.096	0.092	0.092	
	Luce	0.135	0.135	0.0	0.0			Luce	0.17	0.129	0.0	0.0	
	Totale	0.639	0.304	0.072	0.071			Totale	0.48	0.258	0.096	0.092	
	Energia totale UPS [Wh]								Energia totale UPS [Wh]				
	FM	448.3	309.7	283.1	313.8				FM	387	327.0	361	406.8
	Luce	267.8	335.2	0.0	0.0				Luce	314	320.8	0.0	0.0
	Totale	1195	855.3	295.9	326.4				Totale	977	765.9	395.4	426.7

Tabella 3.3 - Energia sopra soglia, tempo sopra soglia e energia totale UPS per varie soglie di potenza: 500W, 1000W, 1500W, 2000W

In relazione a quanto esposto, è stato studiato e realizzato il seguente schema:

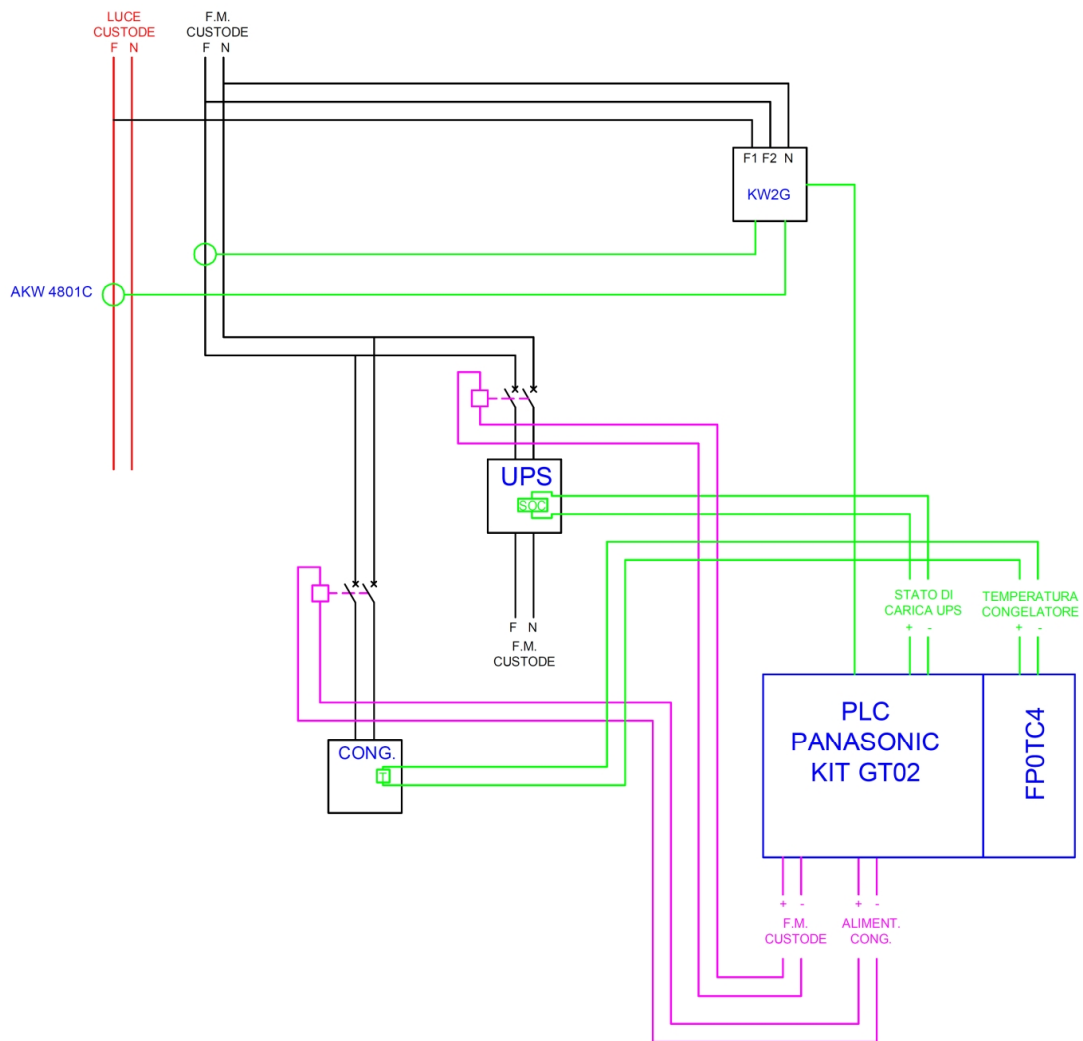


Figura 3.19 – Schema elettrico di collegamento dei due sistemi di accumulo

La gestione dei dispositivi viene effettuata tramite un PLC appositamente programmato da calcolatore.

Sono presenti, inoltre, due relè per comandare l'alimentazione elettrica del congelatore e dell'UPS e un dispositivo di misurazione della potenza delle due linee elettriche, interfacciabile con il PLC.

I due carichi, FM custode e congelatore, sono distaccabili in relazione ai valori misurati di potenza totale assorbibile dalla rete. Inoltre, per ciascun accumulatore è misurato lo stato (temperatura per il congelatore, carica per l'UPS) ed i rispettivi carichi sono di nuovo rialimentati dalla rete quando è al disotto di un definito SOC (State of charge).

Il congelatore utilizzato, accumulo termico, ha le seguenti caratteristiche:

- Marca: Whirlpool
- Codice: AFG 015/G/WP
- Volume interno: 130 dm³
- Alimentazione: 230 V
- Potenza elettrica: 140 W

Il dispositivo congelatore usato è indicato nelle foto seguenti:



Figura 3.20 – Foto dell'accumulo termico utilizzato

Tramite una termocoppia si misura la temperatura all'interno del congelatore, in modo da verificare se questa supera un valore massimo preimpostato e quindi, se è necessario, occorre rialimentare elettricamente il congelatore per riportarlo alle condizioni nominali.

L'UPS è stato scelto considerando una soglia di intervento di 500 W, che corrisponde a una potenza erogata di circa 2300 W, considerando che la potenza massima assorbita in una settimana dall'appartamento è stata di 2800 W come si vede dalle cumulate.

Questo dato è in linea con le comuni unità domestiche aventi una potenza contrattuale di 3 kW.

Impostando una soglia di 500 W, dai calcoli sopra riportati, si ricava una capacità necessaria di almeno 400 Wh, che riesce a coprire 6 giorni su 7 di quelli monitorati.

Di seguito sono riportati tutti i componenti utilizzati per realizzare il sistema:

Numero	Codice	Descrizione
1	CSDL5K0AA4	RIELLO UPS SDL 5000 (5000VA 3500W per 15 min)
1	YSKCMC7A	RIELLO MULTICOM 382 – Scheda a contatti / ESD
1	KITGT02FP0RC14R	Panasonic Starter Kit PLC FP0R
1	FP0TC4	Panasonic Thermocouple Unit
1	AKW2010G	Panasonic KW2G Eco-Power meter
2	AKW4801C	Panasonic Current transformer for Eco-POWER METER KW1/7M, 5A/50A, 1.5m with connector
2		Relè con 2 contatti NO
1		Termocoppia di tipo K con range -30 +20 °C

Tabella 3.4 - Dispositivi utilizzati per il controllo dei sistemi di accumulo

Le foto seguenti mostrano l'UPS utilizzato:



Figura 3.21 - Foto dell'UPS utilizzato

La logica di gestione degli accumuli è stata implementata sul PLC con il seguente algoritmo:

(*confronto la potenza totale dell'appartamento on la soglia*)

IF (Potenza_FM)+(Potenza_Luci)>100 **THEN**

Relè_congelatore:=true;

ELSE

Relè_congelatore:=FALSE;

END_IF;

(*quando disalimento il congelatore parte un Timer*)

(*nota: SV=100 conta 10s*)

Timer(start:= Relè_congelatore ,

SV:= 100,

T=> Tempo);

(*se dopo il Timer la potenza totale dell'appartamento è ancora sopra soglia, attivo l'UPS*)

```
IF (Potenza_FM)+(Potenza_Luci)>100 AND Timer.T=true and SOC=false THEN
Relè_UPS:=true;
ELSE
Relè_UPS:=FALSE;
END_IF;
```

(*se l'SOC è basso disattiva l'UPS*)

```
IF SOC=true THEN
Relè_UPS:=FALSE;
END_IF;
```

(*se la temperatura nel congelatore supera un certo valore stacco la resistenza*)

```
IF (Temperatura_congelatore)>5 THEN
Relè_carico_termico:=true;
ELSE
Relè_carico_termico:=FALSE;
END_IF;
```

dove le variabili utilizzate sono:

N° var	Classe	Identificatore	Tipo	Iniziale
0	VAR_EXTERNAL	Potenza_FM	REAL	0
1	VAR_EXTERNAL	Potenza_Luci	REAL	0
2	VAR_EXTERNAL	SOC	BOOL	FALSE
3	VAR_EXTERNAL	Temperatura_congelatore	REAL	0
4	VAR_EXTERNAL	Relè_UPS	BOOL	FALSE
5	VAR_EXTERNAL	Relè_congelatore	BOOL	FALSE
6	VAR_EXTERNAL	Relè_carico_termico	BOOL	FALSE
7	VAR	Timer	TM_100ms_FB	
8	VAR	Tempo	BOOL	FALSE

Tabella 3.5 – Variabili utilizzate nell'algoritmo di gestione dell'accumulo caricato sul PLC

4 SECONDO CASO STUDIO: SISTEMA DI TRAZIONE

Il secondo caso studio riguarda il monitoraggio e la sintesi di possibili modifiche al sistema di controllo, di un accumulo con batterie al Litio installato presso l'impianto di alimentazione di un sistema di trazione a funicolare per il trasporto pubblico [7]. Questo studio è frutto di una collaborazione tra il DESTEC dell'Università di Pisa e l'ENEA.

Il sistema di trasporto in esame è caratterizzato da un solo veicolo che effettua tutto il percorso nei due sensi di marcia. Perciò, in fase di discesa, l'azionamento elettrico eroga energia elettrica dalla frenatura a recupero della carrozza. Questa energia viene immagazzinata nel sistema di accumulo per poi essere utilizzata nella corsa di salita. In questo modo si ottiene un peak shaving del profilo di carico, con conseguente riduzione della potenza del contratto di fornitura dell'energia. Inoltre si recupera l'energia di frenatura, che altrimenti verrebbe erogata in rete senza alcuna remunerazione. Infine, si usufruisce dei servizi di Power Quality quali il filtraggio attivo della corrente assorbita dall'azionamento, il rifasamento della stessa e una migliore qualità in termini di continuità della tensione di alimentazione del sistema.

La funicolare in esame è quella di Bergamo "San Vigilio" che unisce il Colle di San Vigilio con la Città Alta di Bergamo. Di proprietà della ATB, è entrata in funzione nel 1912, ha una corsa di 620 m con un dislivello tra le due stazioni di circa 90 m. Il percorso della funicolare è costituito da due tratti a pendenza differente. Il tempo per arrivare da una stazione all'altra è di circa 2 minuti e mezzo e ogni corsa completa di salita e discesa avviene con una cadenza di 15 minuti. Durante l'orario invernale, nei giorni feriali, la funicolare effettua una pausa di 2 ore verso le 12:55 e termina il servizio alle ore 20. Nel periodo estivo, invece, viene fatto orario continuato anche nei giorni feriali dalle 10:21 alle 24:00.



Figura 4.1 – La funicolare di Bergamo “Colle Aperto – S. Vigilio”

Il sistema di trazione è costituito da un motore DC alimentato da un doppio ponte a tiristori.

La fornitura dell'energia elettrica è di tipo trifase in bassa tensione a 400 V con un picco di potenza richiesta di 220 kW.

Il sistema di accumulo in esame è costituito da una batteria al Litio della potenza di 100 kW e con una capacità di 18 kWh, collegata alla sbarra AC tramite un convertitore a IGBT come mostrato in Figura 4.2.

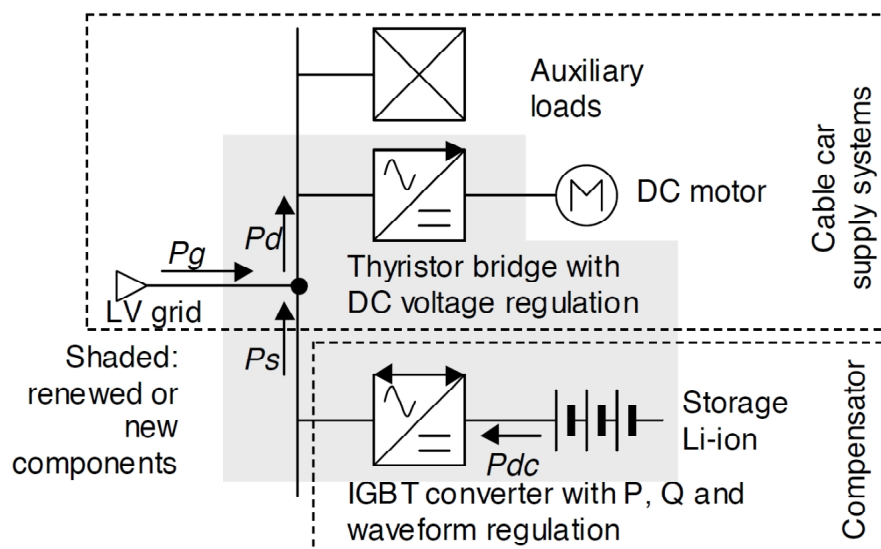


Figura 4.2 - Schema del sistema di trazione e di accumulo



Figura 4.3 - Sistema di accumulo della funicolare

Nella figura seguente è riportato l'assorbimento di potenza attiva all'interno di una finestra temporale. In tale figura è possibile rendersi conto della frequenza delle corse (circa 4 l'ora in media) e del valore dei picchi di potenza sia durante le accelerazioni che durante le frenate. Si nota un picco massimo in assorbimento verso le ore 20 pari 200 kW, e dei picchi negativi in discesa di circa 110 kW distribuiti più o meno uniformemente in tutta la finestra temporale presa in considerazione.

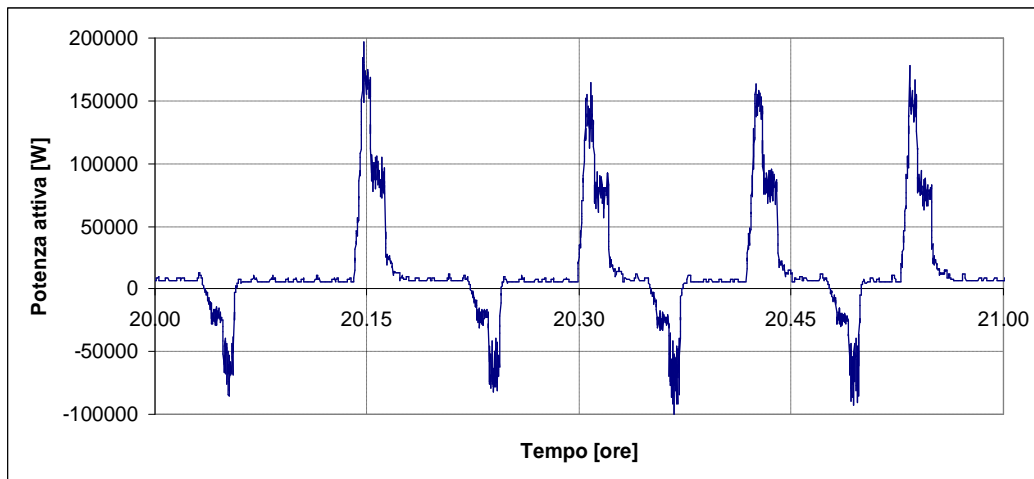


Figura 4.4 – Assorbimento di potenza attiva dell’azionamento elettrico

La batteria permette di recuperare l’energia quando la cabina è in discesa e fornisce un contributo di potenza alla funicolare quando questa sta salendo. In salita l’intervento avviene quando la potenza assorbita dall’assorbimento supera una certa soglia precedentemente impostata come mostrato in Figura 4.5.

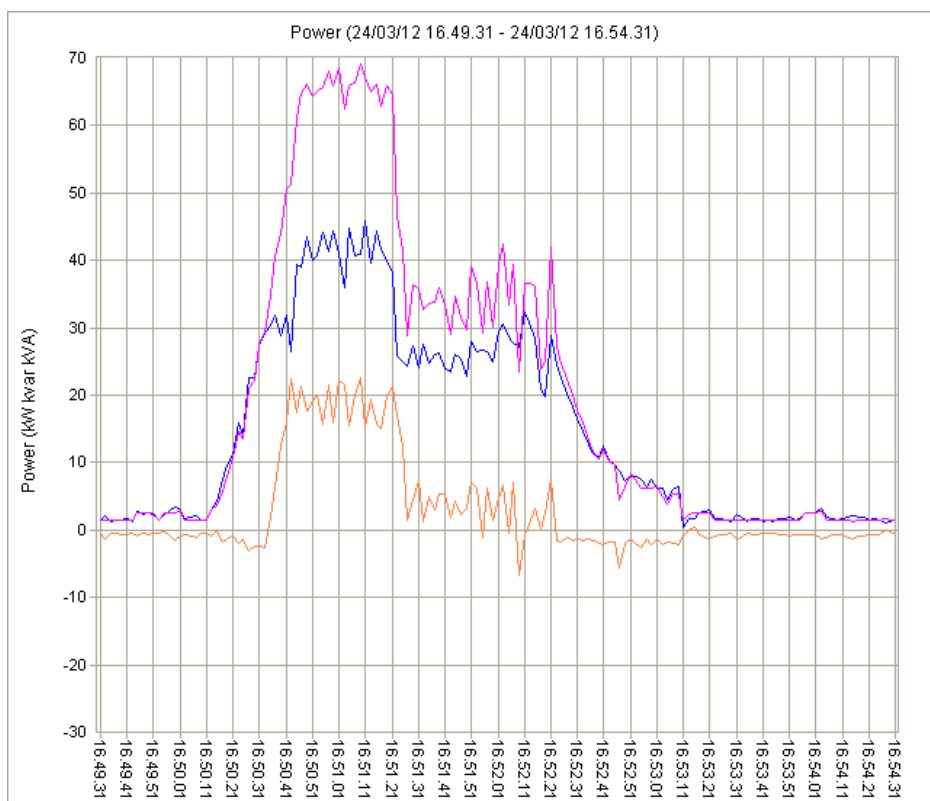


Figura 4.5 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in salita

La funicolare (in magenta) durante la fase di salita incontra per primo il tratto a pendenza più ripida. La potenza assorbita è superiore della soglia di intervento e la batteria (in

arancio) si fa carico della potenza rimanente per raggiungere il picco. In questo modo la potenza richiesta alla rete di alimentazione (in blu) è ridotta del contributo della batteria. In discesa l'energia erogata dalla funicolare viene recuperata dalla batteria e in rete non si ha alcun scambio di potenza come mostrato in Figura 4.6.

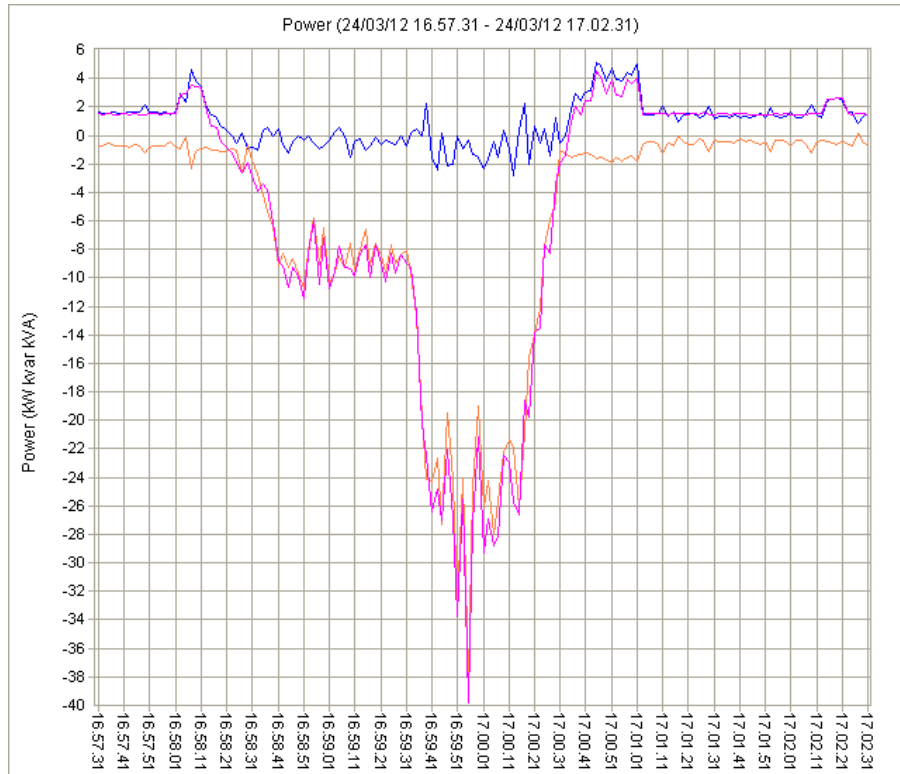


Figura 4.6 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in discesa

Nel caso in cui la batteria fosse completamente carica prima del termine della discesa, l'energia rimanente può comunque essere recuperata in rete mantenendo la frenatura attiva del sistema di frizione.

4.1 Campagna di misure di Marzo 2012

Dal 22/03/2012 al 29/03/2012 si è svolta la prima campagna di misure riguardante il sito di San Vigilio.

Sono stati utilizzati tre data logger CW240 della Yokogawa nella configurazione mostrata in Figura 4.7.

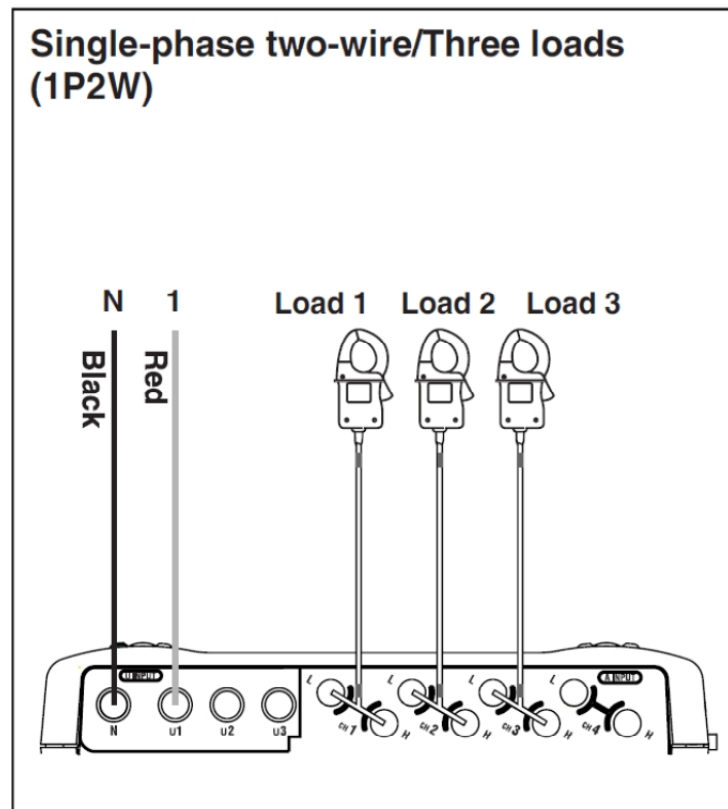


Figura 4.7 - Schema di collegamento di uno dei data logger



Figura 4.8 – Locale batterie–convertitori con agli apparecchi di misura collegati

Di seguito è riportata una rappresentazione schematica della posizione delle sonde nel quadro dei convertitori dove è presente il nodo di collegamento tra rete, azionamento e batterie:

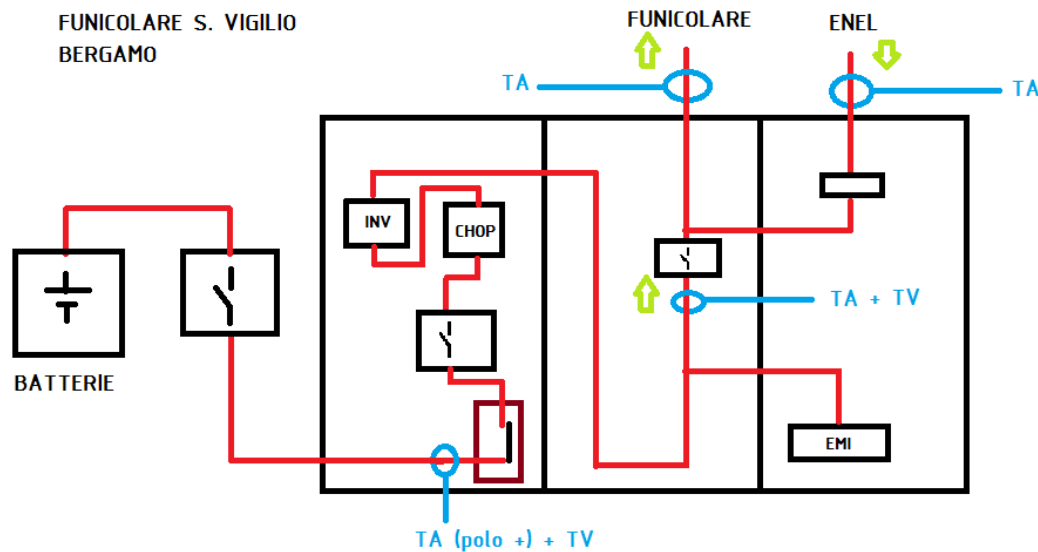


Figura 4.9 – Posizione sonde nel quadro dei convertitori

Ogni data logger è stato assegnato ad una sola fase per permettere l'acquisizione contemporanea delle potenze delle tre sezioni del nodo.

L'intervallo di acquisizione delle grandezze è stato di 2 sec.

Le grandezze misurate per ogni carico sono state: potenza attiva, potenza reattiva, potenza apparente, fattore di potenza, tensione e corrente.

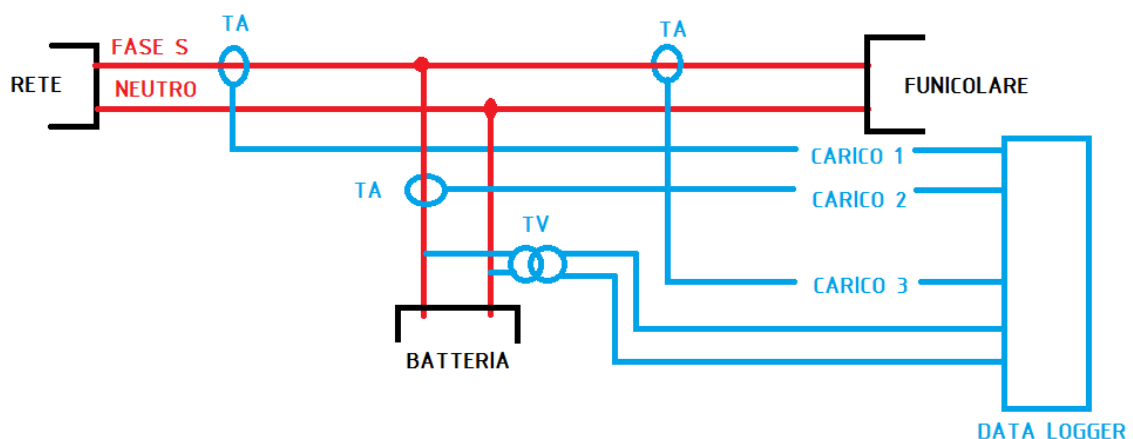


Figura 4.10 – Schema di collegamento di un data logger

4.2 Analisi delle registrazioni

Il profilo di potenza dell'assorbimento della funicolare è dipendente dal numero di passeggeri a bordo della vettura. La campagna di misure ha confermato che questa dipendenza incide per circa il 25% del picco di massima potenza richiesta come mostrato in Figura 4.11 [8]. La massima potenza registrata nella settimana di acquisizioni è di 200 kW, mentre il valore più basso della corsa in salita, nel tratto a pendenza maggiore, è stato di 150 kW.

Come mostrato nelle figure seguenti l'incidenza sull'energia richiesta per la tratta in salita è di circa 11% tra quella assorbita con il massimo carico dei passeggeri e con il minimo carico di passeggeri.

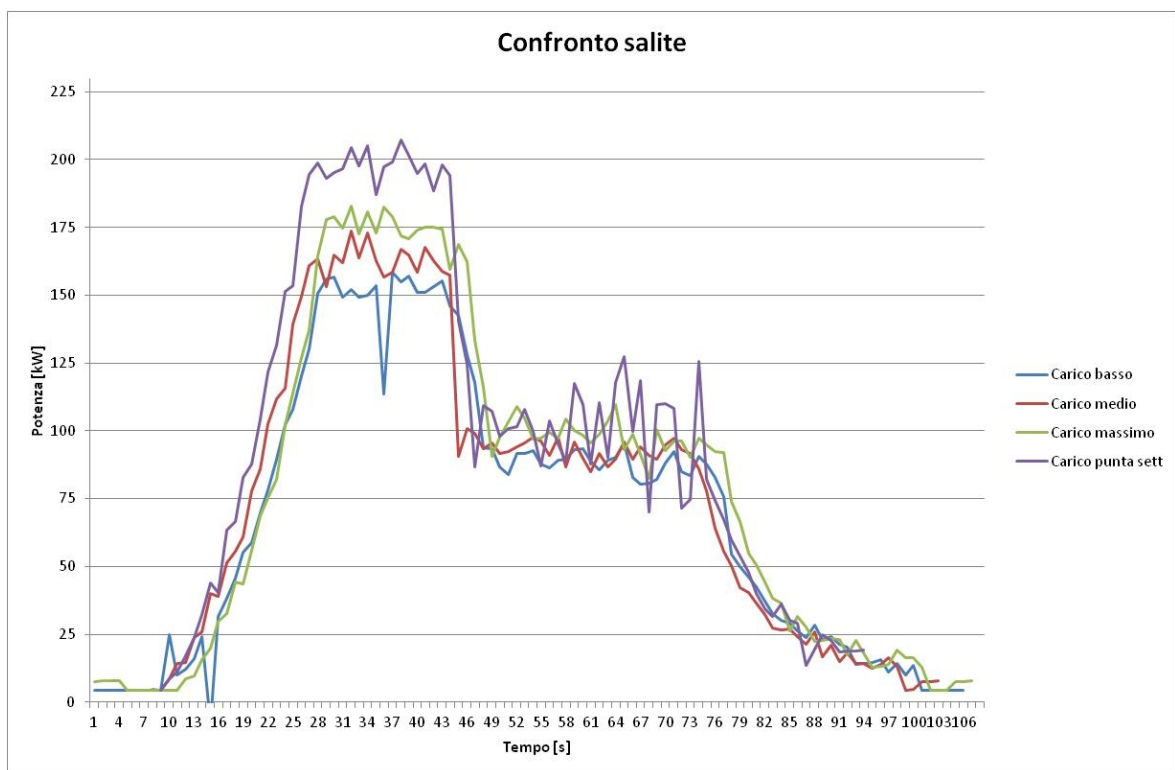


Figura 4.11 - Profili di potenza della corsa in salita per vari carichi

Di seguito sono riportati i volumi di energia coinvolti nei tre profilo tipo di salita:

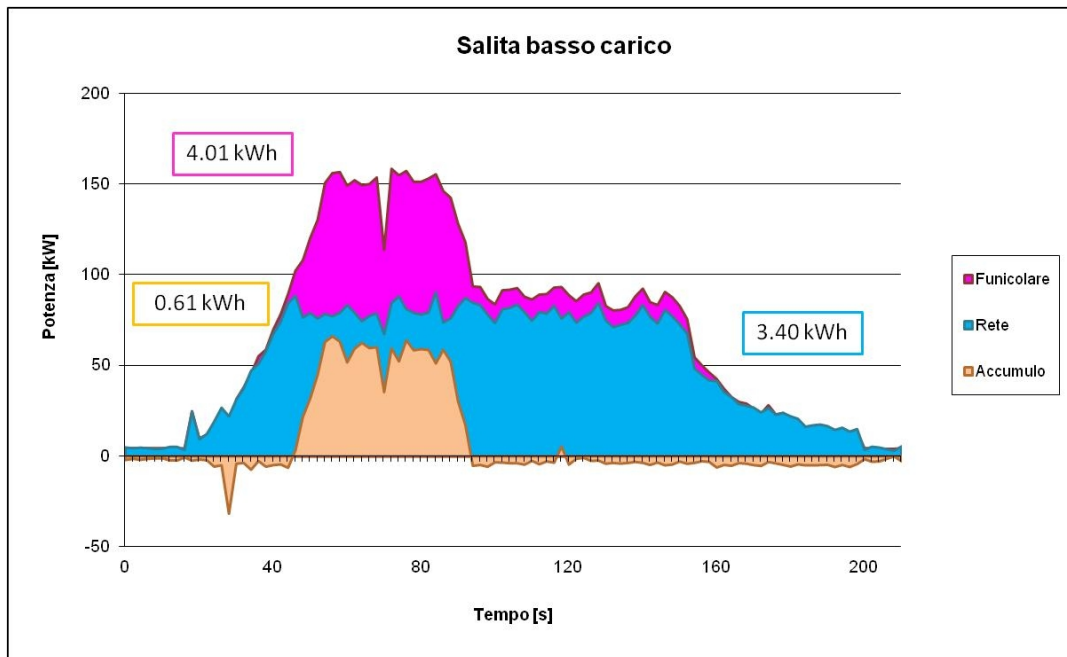


Figura 4.12 - Volumi di energia per salita a basso carico

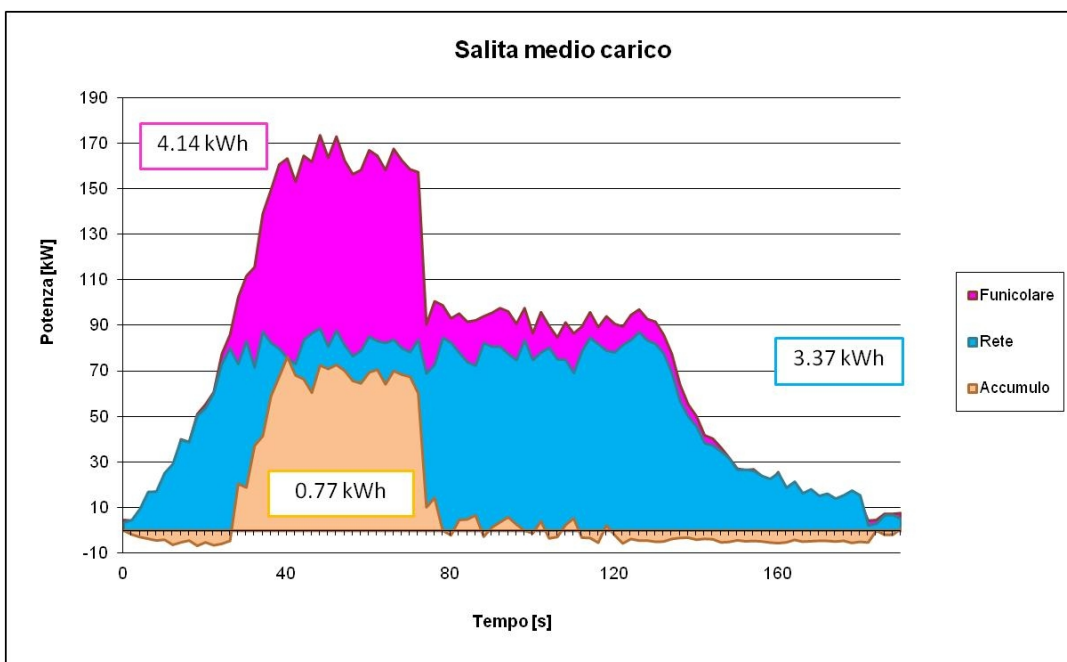


Figura 4.13 - Volumi di energia per salita a medio carico

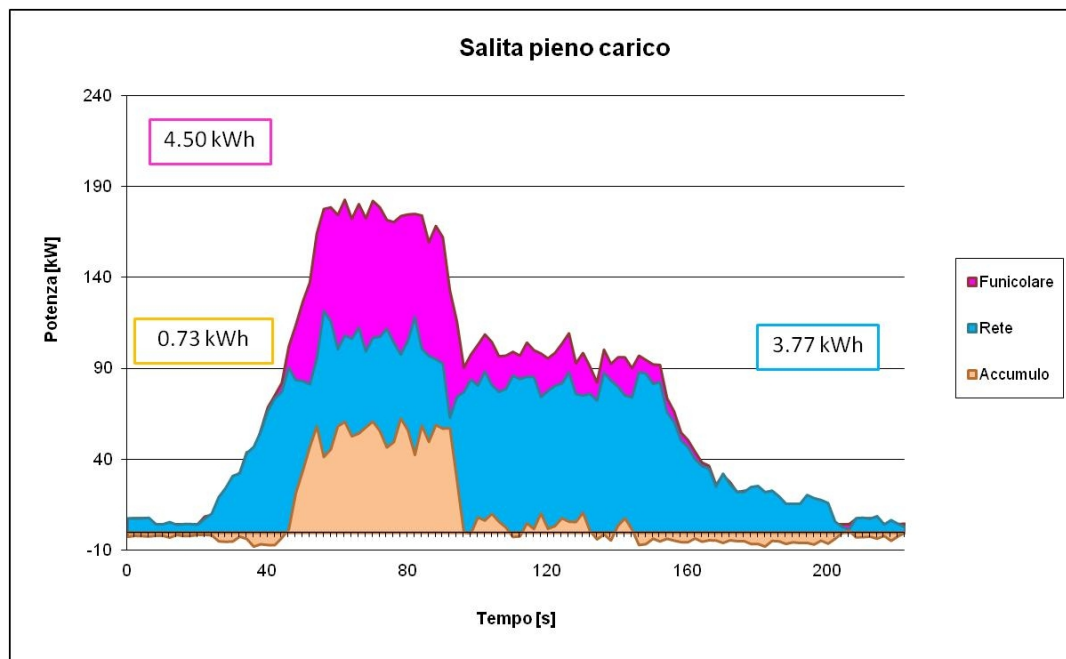


Figura 4.14 - Volumi di energia per salita a pieno carico

La variazione del contributo del sistema di compensazione con accumulo è, in termini di energia fornita tra massimo e minimo carico del 20%. Analogamente la variazione di energia richiesta dalla rete è dell'11%.

I valori di energia calcolati sono funzione dell'intervallo temporale preso in esame. Infatti, per colpa di servizi ausiliari alimentati dalla barra AC, è presente un gradino di assorbimento costante anche quando la corsa è terminata, che chiaramente influisce, seppur poco, sul valore dell'energia calcolata. Questa influenza è maggiore sull'energia scambiata dalle batterie, sia perché i volumi sono minori, sia perché è presente un sistema di filtraggio attivo delle armoniche, collegato in parallelo ai morsetti AC del convertitore delle batterie, che corrisponde al punto in cui sono state effettuate le misure.

L'influenza del numero di passeggeri sul profilo di potenza della funicolare si può vedere anche nelle corse in discesa come mostrato in Figura 4.15.

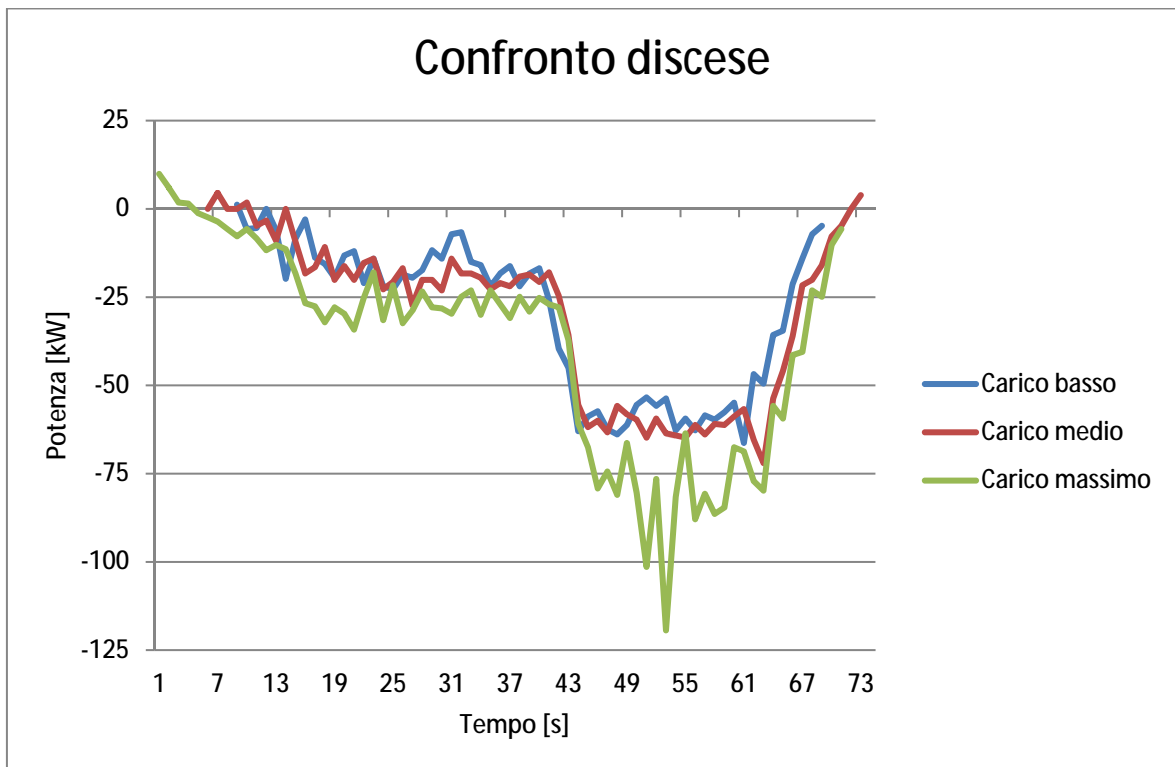


Figura 4.15 - Profili di potenza della corsa in discesa per vari carichi

Analogamente a prima si riportano i valori dell'energia in gioco, difetti anch'essi dell'assorbimento dei servizi ausiliari.

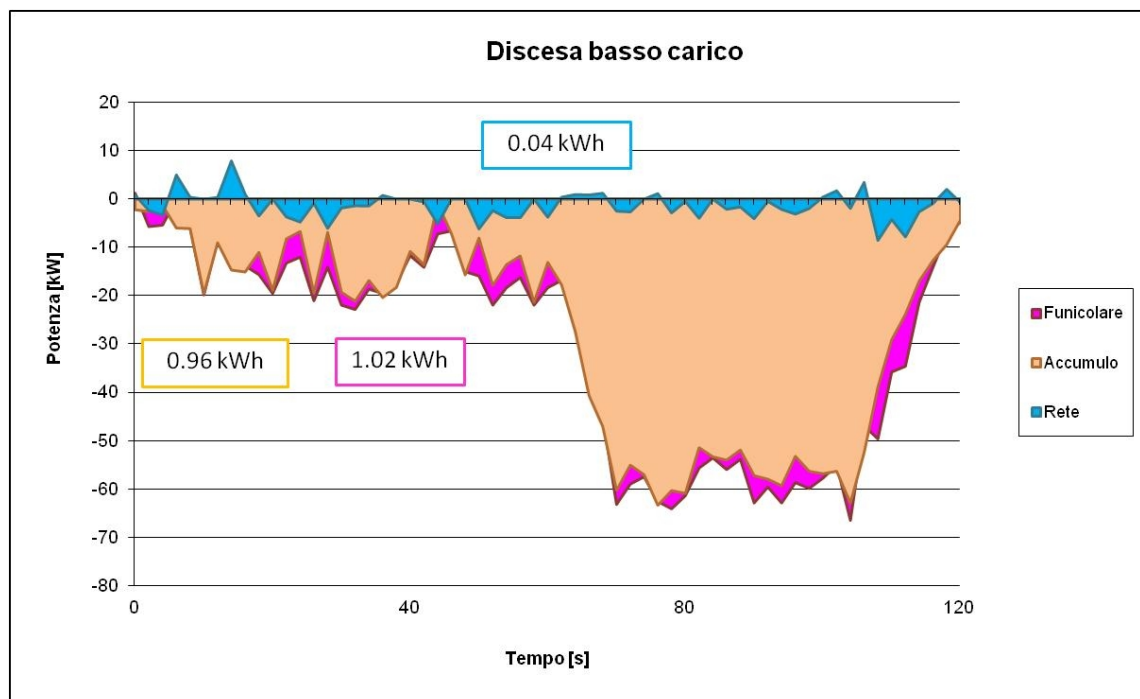


Figura 4.16 - Volumi di energia per discesa a basso carico

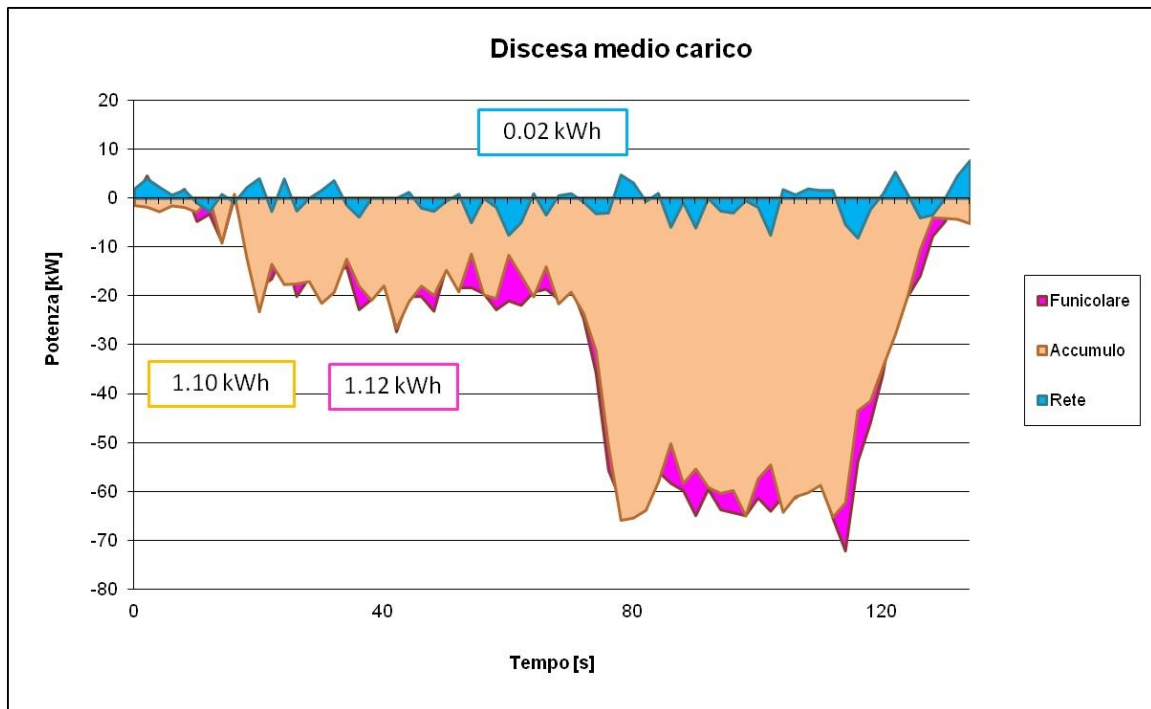


Figura 4.17 - Volumi di energia per discesa a medio carico

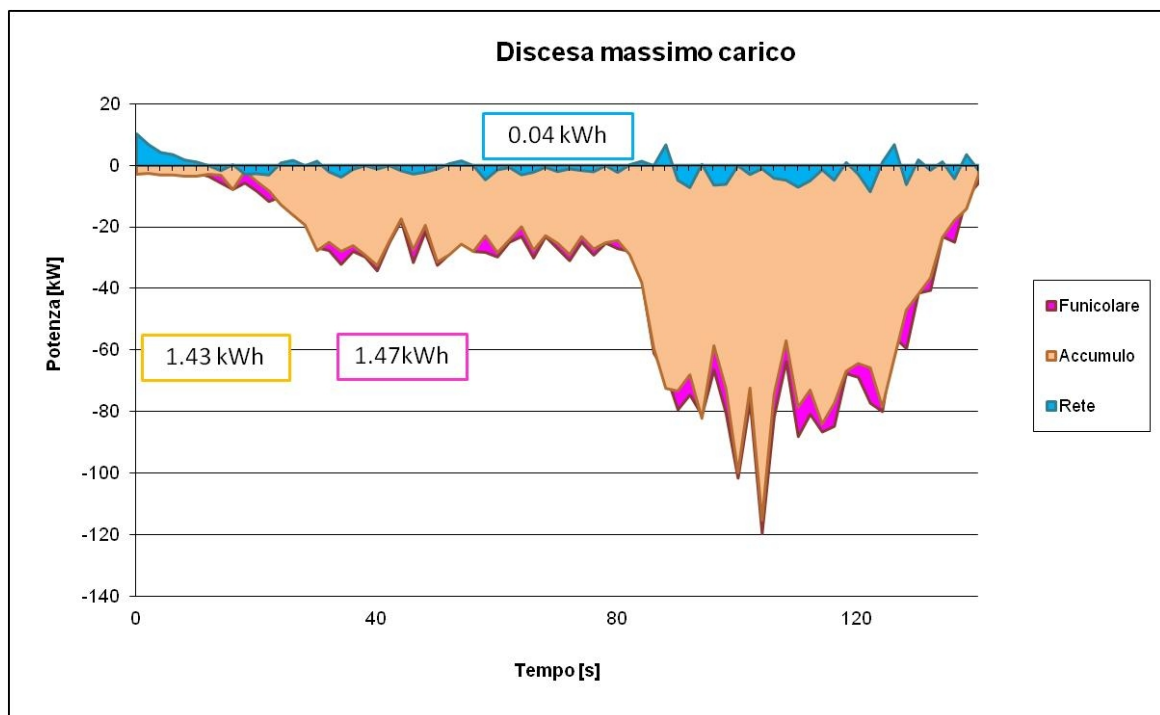


Figura 4.18 - Volumi di energia per discesa a massimo carico

Dai grafici si può osservare come l'energia erogata dall'azionamento della funicolare vada tutta nella batteria a meno di un piccolo ripple dovuto ai servizi ausiliari del sistema.

4.3 Campagna di misure di Settembre 2012

Durante l'estate del 2012 sono state apportate modifiche al sistema di monitoraggio delle batterie e sulla soglia di intervento delle stesse. Si è quindi proceduto ad una seconda campagna di misura, dal 05/09/2012 al 12/09/2012, per vedere gli effetti di tale modifiche sul piano energetico e di potenza.

Gli strumenti e le configurazioni utilizzati sono gli stessi della campagna di Marzo.

In contemporanea alle acquisizioni fatte in loco, c'è stata una campagna di misure fatta da remoto da parte del costruttore dell'impianto (società EEI) in grado di registrare il segnale di stato di carica stimato dal BMS (Battery Management System). Questa ulteriore serie di misure ha permesso di monitorare lo stato di carica delle batterie.

Analizzando i risultati delle misure si può vedere come l'assorbimento dei servizi ausiliari sia ancora rilevante, anche nelle ore notturne in cui l'impianto è spento. In blu è rappresentata la rete, mentre in arancio è rappresentata la batteria e il sistema di filtraggio attivo connesso in parallelo al convertitore dell'accumulo.

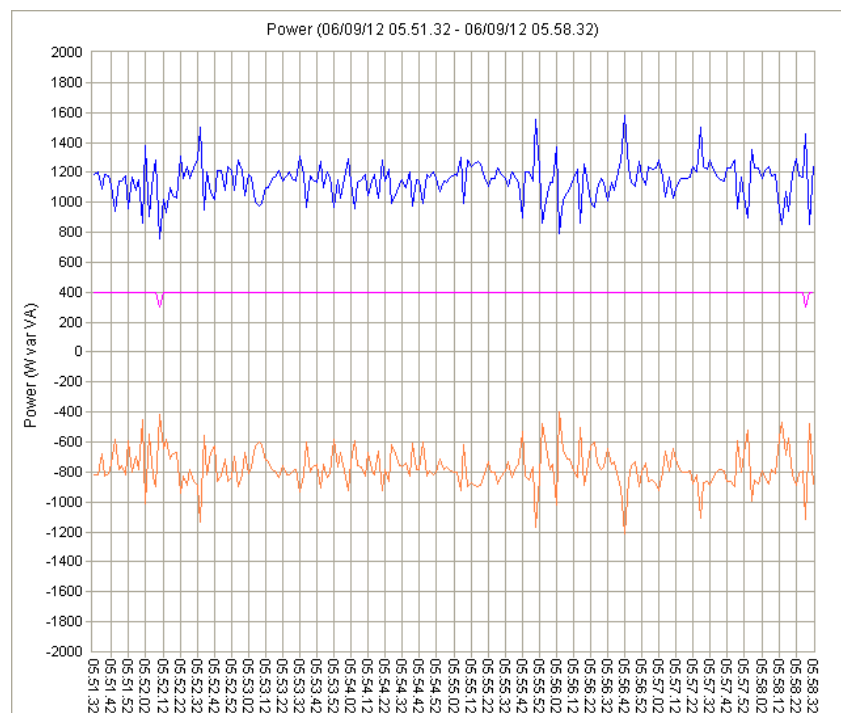


Figura 4.19 - Assorbimento notturno dei servizi ausiliari sulla barra AC per una fase

A causa delle alte temperature ambientali verificatesi nei mesi estivi, il costruttore del sistema di compensazione con accumulo ha ridotto la potenza erogabile dalle batterie per mantenere la temperatura delle stesse entro i valori di sicurezza.

Le nuove soglie, però, hanno ridotto di molto l'utilizzo dell'accumulo rispetto alle sue originali potenzialità. Infatti, dopo poche corse in cui la batteria si è scaricata a sufficienza per poter accogliere tutta l'energia della discesa della funicolare, Figura 4.20 e Figura 4.21, si assiste alla saturazione del sistema di accumulo, con conseguente erogazione della restante energia in rete, come mostrato in Figura 4.22 e Figura 4.23.

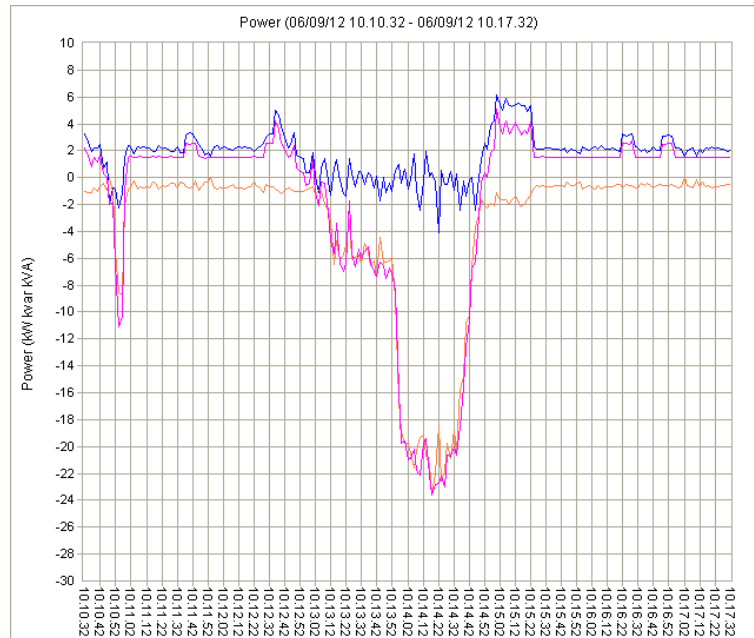


Figura 4.20 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in discesa con batteria sufficientemente scarica

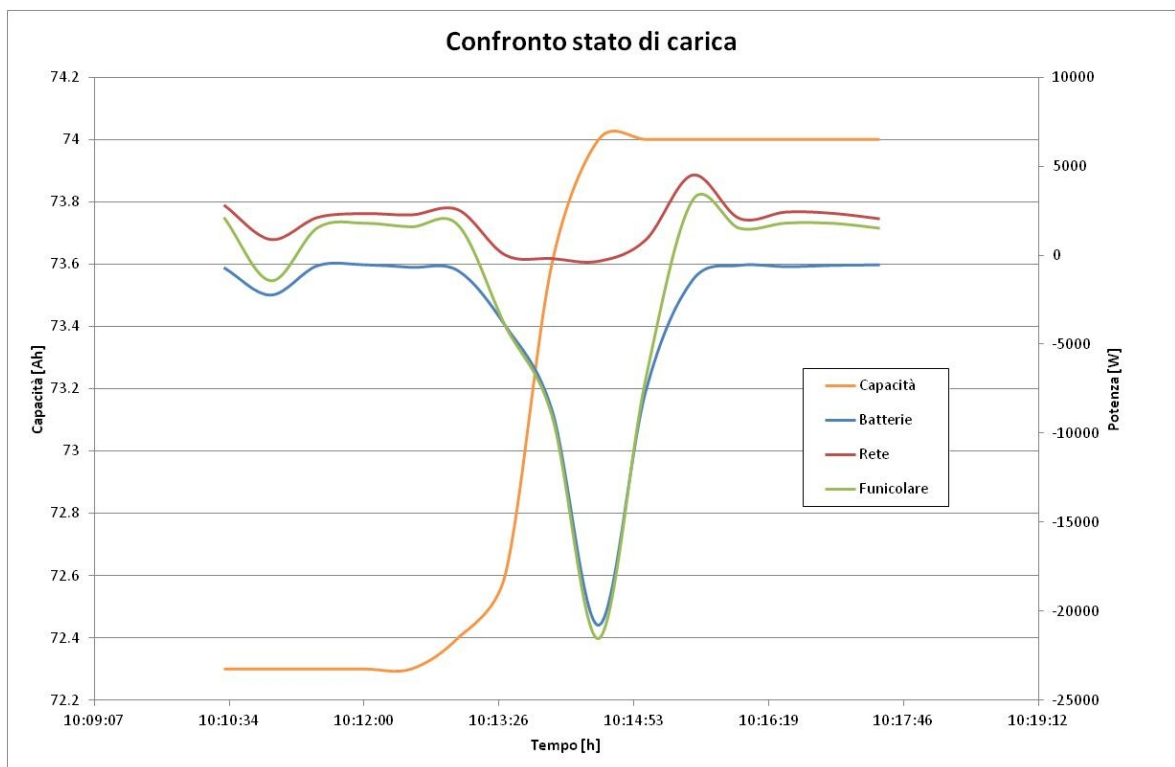


Figura 4.21 - Capacità della batteria durante la discesa della funicolare

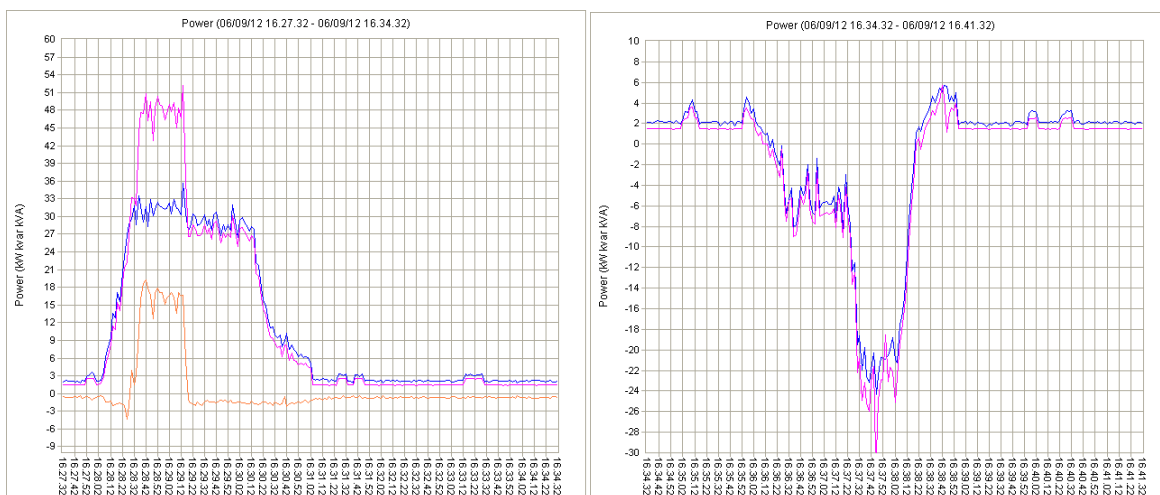


Figura 4.22 - Diagramma delle potenze sulla barra AC per una fase nella corsa in salita e in discesa con batteria eccessivamente carica

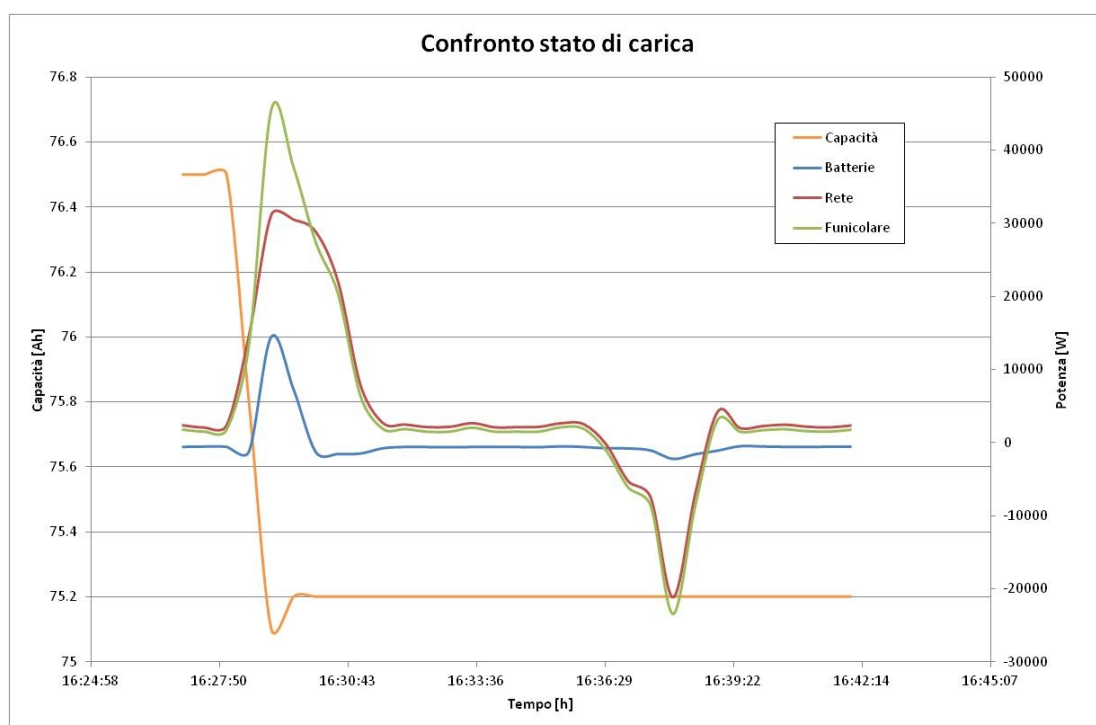


Figura 4.23 - Capacità della batteria in condizioni di eccessiva carica durante un'intera corsa della funicolare

Di seguito è riportato una sequenza di batteria sufficientemente scarica seguita da una situazione di batteria eccessivamente carica:

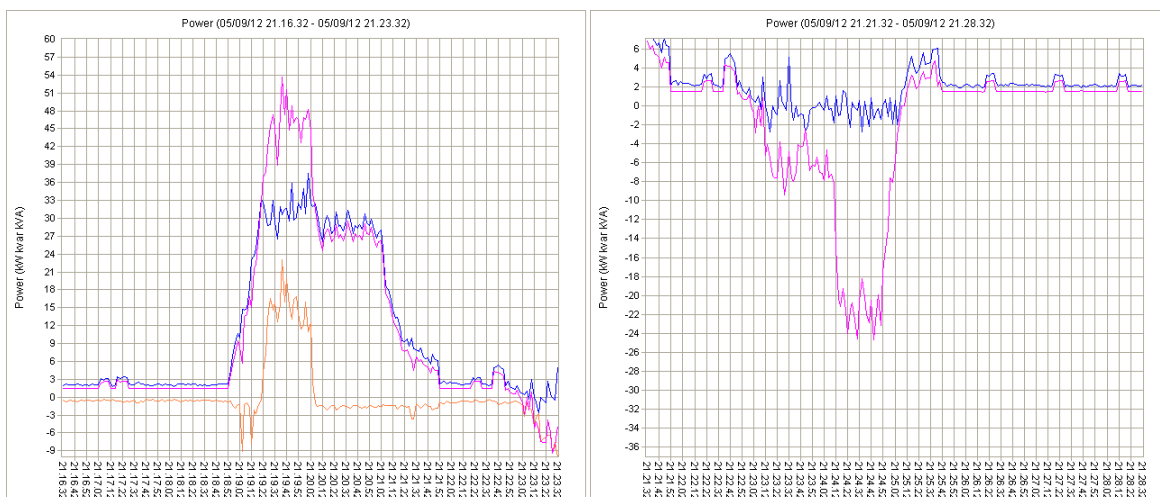


Figura 4.24 - Corsa di salita e di discesa del 05/09/2012 ore 21:16 per una sola fase

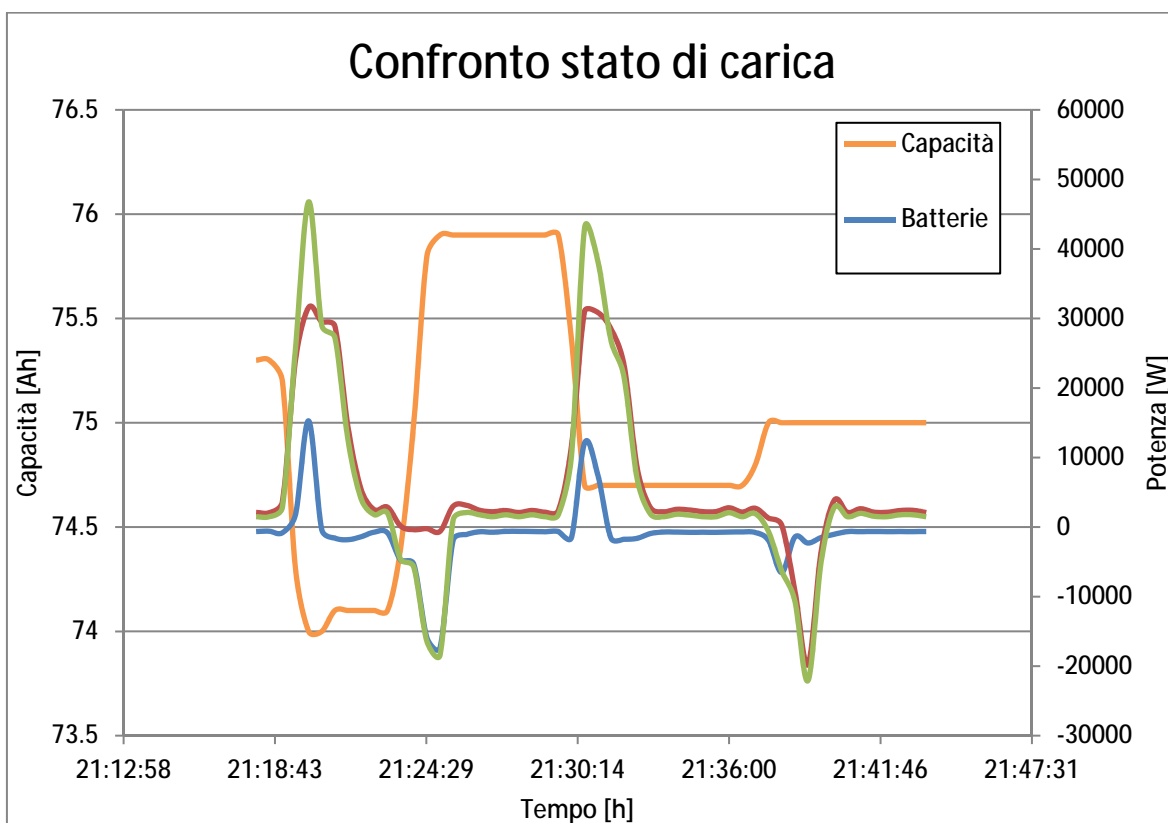


Figura 4.25 - Confronto tra batteria sufficientemente scarica e batteria eccessivamente carica

Come per la prima campagna di misure, si sono calcolati i volumi di energia scambiati sulla barra AC. In Tabella 4.1 sono riportati i valori di energia giornaliera e settimanale per le tre sezioni.

Giorno	E rete (kWh)	E batterie (kWh)	E funicolare (kWh)
05-set	161.9	29.5	132.1
06-set	267.9	65.0	203.2
07-set	279.4	68.0	211.6
08-set	274.5	68.6	219.6
09-set	150.1	38.5	222.7
10-set	262.2	56.3	205.9
11-set	289.0	67.3	221.8
12-set	91.0	35.0	56.7
Settimanale	1776.0	428.2	1473.6

Tabella 4.1 - Energie giornaliere e settimanali dalle 14:30 del 05/09/2012 alle 14:30 del 12/09/2012

Quanto emerso dall'analisi delle registrazioni mette in evidenza la necessità di implementare un anello di controllo dello stato di carica degli accumulatori molto più lento di quelli del controllo di potenza e di corrente esistenti, poiché il definire a priori il livello di potenza a cui far intervenire il sistema di compensazione non assicura, nonostante la regolarità delle corse della funicolare, un buon funzionamento energetico dell'impianto.

5 TERZO CASO STUDIO: COMPENSAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.1 Descrizione del sito e del sistema di accumulo

La terza applicazione analizzata riguarda l'installazione di un sistema di accumulo presso una centrale fotovoltaica per studiare tutti gli aspetti legati all'abbinamento con un'utenza attiva.

Il sito scelto è l'impianto fotovoltaico "Sol Maggiore", uno dei più grandi parchi fotovoltaici della Toscana. Collocato nella frazione di Navicelli, del comune di Pisa, è costituito da 15000 pannelli in silicio cristallino in un'area di oltre 85000 mq. L'impianto, di proprietà della Toscana Energia Green, ha una potenza installata di 3,744 MWp e una capacità produttiva stimata di oltre 5000 MWh annui.



Figura 5.1 – Impianto fotovoltaico “Sol Maggiore” a Navicelli (PI)

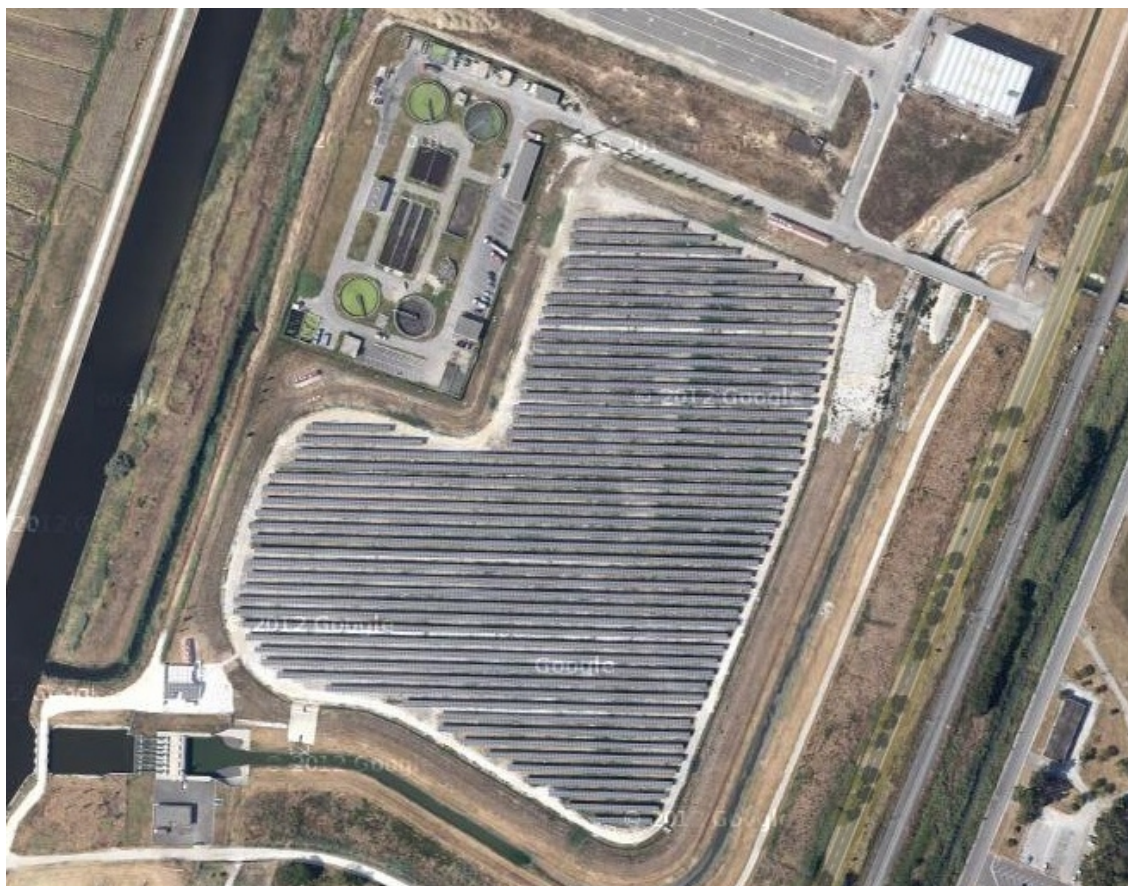


Figura 5.2 – Vista satellitare della centrale fotovoltaica

Il sistema di accumulo è il frutto della collaborazione tra il DESTEC dell'Università di Pisa, Toscana Energia Green e l'EEI di Vicenza.

Per quanto riguarda il dimensionamento è stato imposto che il sistema sia in grado di erogare la potenza di 1 MW per alcuni secondi. I servizi di più lunga durata potranno essere svolti, alla potenza richiesta, nei limiti dell'energia disponibile in batteria.

Il sistema è stato diviso in tre quadri indipendenti contenenti ciascuno 18 pacchi di celle. Ogni pacco è costituito da 12 celle da 70 Ah collegate in serie per una tensione di pacco di circa 50 V.

Le specifiche tecniche del pacco batteria sono:

- Tipologia preferibile: Litio-Polimeri
- Potenza scaricabile dal pacco per alcuni secondi: 1MW
- Tensione nominale del pacco: 900 V
- Variazione della tensione rispetto al valore nominale durante l'esercizio: $\pm 17,5\%$
- Vita in termini di cicli all'80% di scarica: >2000
- Temperatura massima di esercizio: 45°C
- Range di umidità di esercizio: $40\div 90\%$

L'energia nominale immagazzinata dall'intero sistema di accumulo è di circa 180kWh.

Il sistema di controllo è stato realizzato in modo da poter svolgere la regolazione di potenza attiva e reattiva secondo le funzioni con statismo e si interfaccia con il sistema remoto, inviando i dati relativi alla potenza scambiata e allo stato di carica delle batterie.

Specifiche essenziali è stata la realizzazione in container standard per consentire una rapida installazione nonché la possibilità di riutilizzo in una differente applicazione, quando le esigenze del sistema venissero a mutare.

Di seguito sono riportate due immagini del sistema di accumulo installato nella centrale fotovoltaica:





Figura 5.3 - Immagini del sistema di accumulo presso la centrale fotovoltaica

Un dispositivo statico con accumulo elettrochimico di energia come questo, viene anche indicato con il termine SWVC (Static Watt Var Compensator) [9], il cui schema di principio è indicato in Figura 5.4.

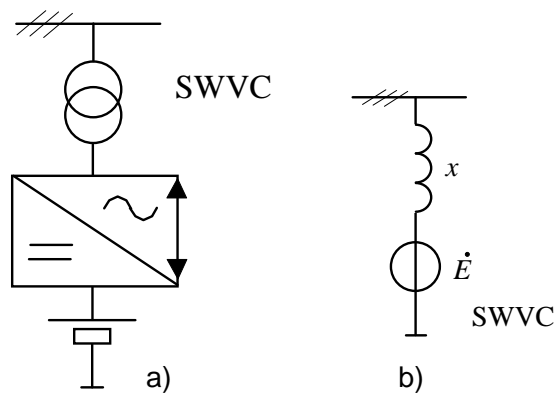


Figura 5.4 - Schema e modello semplificato di SWVC

Un dispositivo siffatto consente di scambiare con la rete AC sia potenza attiva che reattiva, con qualsiasi combinazione di segni, in modo da operare sui quattro quadranti del piano P-Q.

Il modello elettrico semplificato del dispositivo è quello riportato nella parte destra della figura e risulta uguale, nella struttura, al modello semplificato di una macchina sincrona.

La flessibilità del dispositivo derivante dalla possibilità di operare sui quattro quadranti del piano P-Q, e la sua grande rapidità di risposta, gli consente di espletare una grande quantità di funzioni, molte delle quali possono essere presenti simultaneamente, e quindi di utilizzarlo in diverse possibili applicazioni e con diverse funzioni, precedentemente esposte nel Capitolo 2.

In particolare le funzioni che dovrà svolgere sono:

- compensazione di potenza attiva e reattiva;
- filtraggio attivo;
- time shift dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Questa configurazione, opportunamente modificata, può anche permettere il funzionamento del sistema di accumulo in isola, ma questo comporta, ad oggi, alcune difficoltà operative nei rapporti con la rete di distribuzione, perciò si è preferito non abilitare questo tipo di funzione.

La compensazione della potenza attiva si traduce nelle funzioni di regolazione della frequenza e aiuto alla programmabilità della produzione da fonte rinnovabile.

La gestione della potenza reattiva (indipendente, entro i limiti di capability, dalla potenza attiva e senza onere per il sistema di accumulo), invece, permette una regolazione della tensione.

Per svolgere tali funzioni, l'inverter che interfaccia il sistema di accumulo con la rete è controllato in tensione ed è riconducibile ad uno schema equivalente alla frequenza della fondamentale come riportato in Figura 5.5, indipendentemente dalla strategia adottata per la definizione della sequenza di impulso delle valvole.

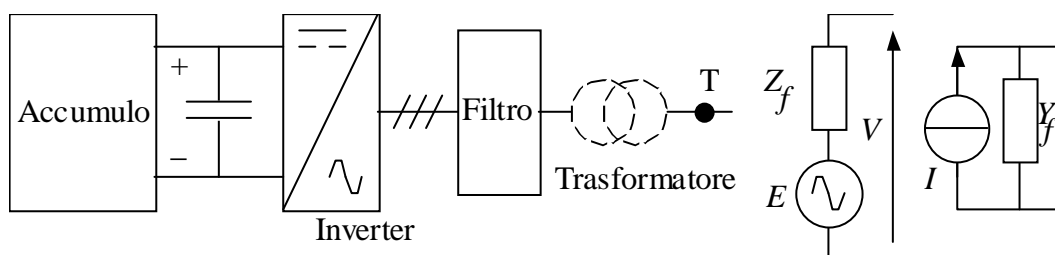


Figura 5.5 - Schema equivalente e circuito equivalente alla fondamentale di una sorgente interfacciata con inverter

La scelta del punto di lavoro, avverrà mediante la definizione della caratteristica di statismo più opportuna impiegando anelli di controllo più lenti che andranno a svolgere una sorta di “regolazione secondaria”.

Contemporaneamente al controllo di potenza attiva e reattiva è possibile controllare l'impulsazione delle valvole dell'inverter in modo da effettuare anche una compensazione di armoniche di corrente introdotte in rete da eventuali carichi distorcenti.

Il controllo agisce misurando le componenti armoniche della corrente di bassa tensione del trasformatore del condensatore, e in base alla loro entità vengono generate dall'inverter delle opportune armoniche di tensione tali da far nascere correnti armoniche che neutralizzano quelle dei carichi distorcenti.

Il sistema di controllo si basa sul principio di funzionamento che consente la regolazione della potenza nei sistemi elettrici. Si tratta di un sistema dotato di statismo sia di frequenza che di tensione del tipo di quello ipotizzato per il controllo degli UPS.

Il controllo agisce definendo il modulo e fase della fondamentale della tensione che l'inverter deve produrre sulla base di quattro controllori: di frequenza, di tensione, in limitazione di potenza e in limitazione di corrente. Le uscite sono inviate al generatore degli impulsi di accensione delle valvole che può essere un PWM, ma anche essere realizzato con una qualsivoglia altra metodologia.

Di seguito è riportato uno schema a blocchi dell'architettura del sistema:

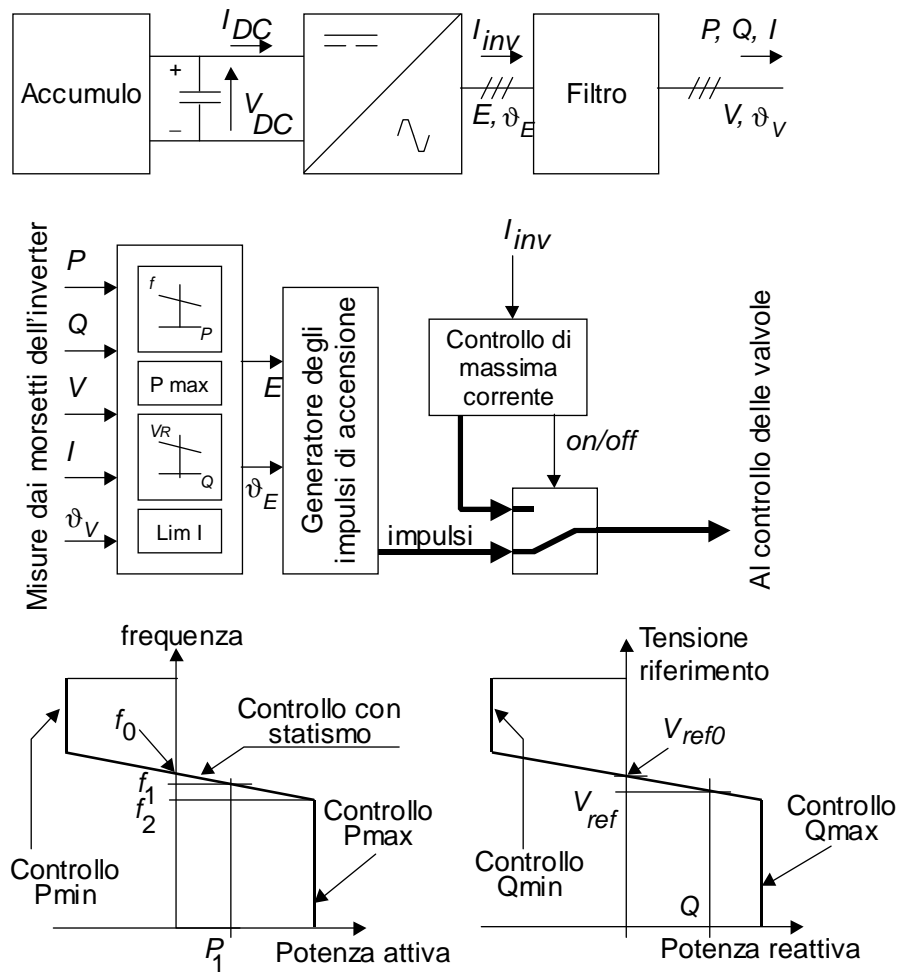


Figura 5.6 - Schema di principio del sistema di regolazione con statismo

La forza elettromotrice che l'inverter deve generare è:

$$E(t) = V_{dc} m(t) \sin \vartheta(t)$$

Equazione 5.1 – Forza elettromotrice che l'inverter deve generare

in cui l'angolo $\vartheta(t)$ altro non è che l'integrale della pulsazione $\omega(t)$ pari a $2\pi f(t)$. La frequenza f è legata alla potenza attiva erogata dall'inverter secondo la caratteristica riportata in basso a sinistra in Figura 5.6. A sua volta l'ampiezza $V_{dc}m(t)$ è legata alla potenza reattiva erogata secondo la caratteristica riportata in basso a destra in Figura 5.6 ed il controllo avviene mediante l'indice di modulazione $m(t)$.

Con tale sistema è possibile effettuare anche un controllo P,Q secondo una regolazione secondaria semplicemente agendo sui riferimenti delle curve f-P e V-Q riportate in basso nella figura.

5.2 Miglioramento della programmabilità della centrale fotovoltaica

Tra le funzioni che il sistema di accumulo può svolgere, c'è il miglioramento della prevedibilità delle immissioni della generazione dell'impianto fotovoltaico.

Come già descritto, in un futuro prossimo i produttori da fonte rinnovabile non programmabile dovranno vendere la propria energia sul mercato fornendo il profilo di produzione previsto, 24 ore prima delle contrattazioni, come fanno attualmente tutti gli altri produttori. Questo obbliga a fornirsi di sistemi di previsione della produzione degli impianti che fanno uso di variabili meteorologiche, le stesse che causano l'aleatorietà della produzione.

Si sono quindi fatti degli studi preliminari per determinare algoritmi di previsione della produzione da fonte fotovoltaica per l'impianto in esame.

L'analisi è stata effettuata su una campagna di misure svoltasi su un altro impianto fotovoltaico di proprietà della Toscana Energia Green di taglia 20 kW situato nelle vicinanze della centrale "Sol Maggiore".

Essendo i due impianti limitrofi, gli studi fatti sul 20 kW potevano essere trasposti sulla centrale più grande, in quanto è ragionevole ipotizzare che fossero sottoposti alle stesse variabili meteorologiche.

La campagna di misure si è svolta dal 12/01/2012 al 02/03/2012 e ha interessato 2/3 dei pannelli installati. Gli strumenti sono stati posizionati in una sezione a valle degli sistemi di conversione DC/AC, per cui il valore della potenza misurata è pari alla differenza tra la potenza prodotta dai pannelli e gli assorbimenti degli ausiliari. Questi assorbimenti sono rilevanti sono nelle ore in cui il sole non illumina i pannelli, in quanto portano una registrazione di potenza assorbita. Vedremo in seguito come filtrare questo disturbo sui dati a disposizione.

Di seguito sono riportati a titolo di esempio due diagrammi di produzione dell'impianto da 20 kW:

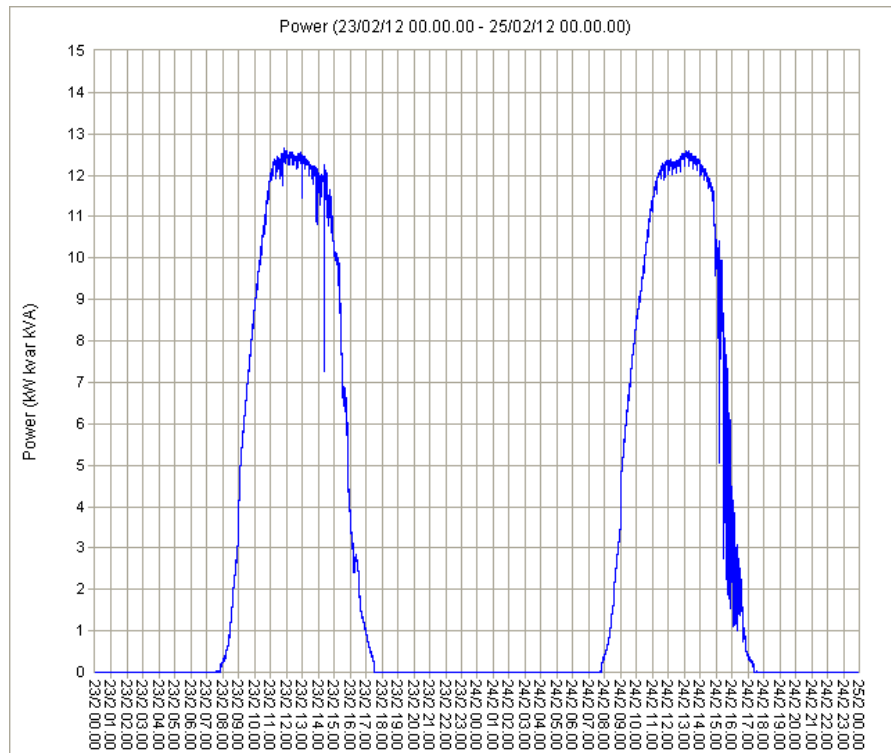


Figura 5.7 - Diagrammi di produzione impianto da 20 kW

In questo caso si trattava di due giorni soleggiati e si può riconoscere la tipica forma a campana della potenza prodotta che riprende in modo omotetico quella della radiazione solare teorica.

Il valore massimo è quello riferito a 2/3 dell'impianto.

Per prima cosa sono stati ricostruiti i diagrammi di produzione con potenze medie calcolate per vari intervalli di tempo: 2, 10, 15 minuti e 1 ora.

Alle regole attuali, il programma di produzione da fornire 24 ore prima deve avere discretizzazione oraria. Un altro intervallo tipico utilizzato nella misurazione dell'energia prodotta sono i 15 minuti.

Di seguito sono riportati, a titolo di esempio, i valori dell'energia calcolata dai diagrammi mediati con i vari intervalli di tempo per due giorni, uno parzialmente nuvoloso (16/01/2012) e uno soleggiato (17/01/2012). Inoltre, si riportano i valori dell'energia calcolata in sole 8 ore del giorno centrate sull'ora di massima produzione giornaliera.

16-gen	2 min	10 min	15 min	1 h
ENERGIE [Wh]:	33462	33462	33463	33463
ENERGIE rid 8h [Wh]:	37106	37106	37106	36966
17-gen	2 min	10 min	15 min	1 h
ENERGIE [Wh]:	45905	45905	45904	45902
ENERGIE rid 8h [Wh]:	49571	49572	49572	49431

Tabella 5.1 – Energia prodotta, energia tagliata a 8 h

Si può osservare che riducendo a 8 ore l'intervallo di calcolo, non si considerano gli assorbimenti degli ausiliari delle ore in cui il sole è assente. In questo modo si riesce a compensare in parte il disturbo sui dati a disposizione.

Di seguito sono riportati i confronti tra i diagrammi di potenza media calcolati per i vari intervalli di tempo.

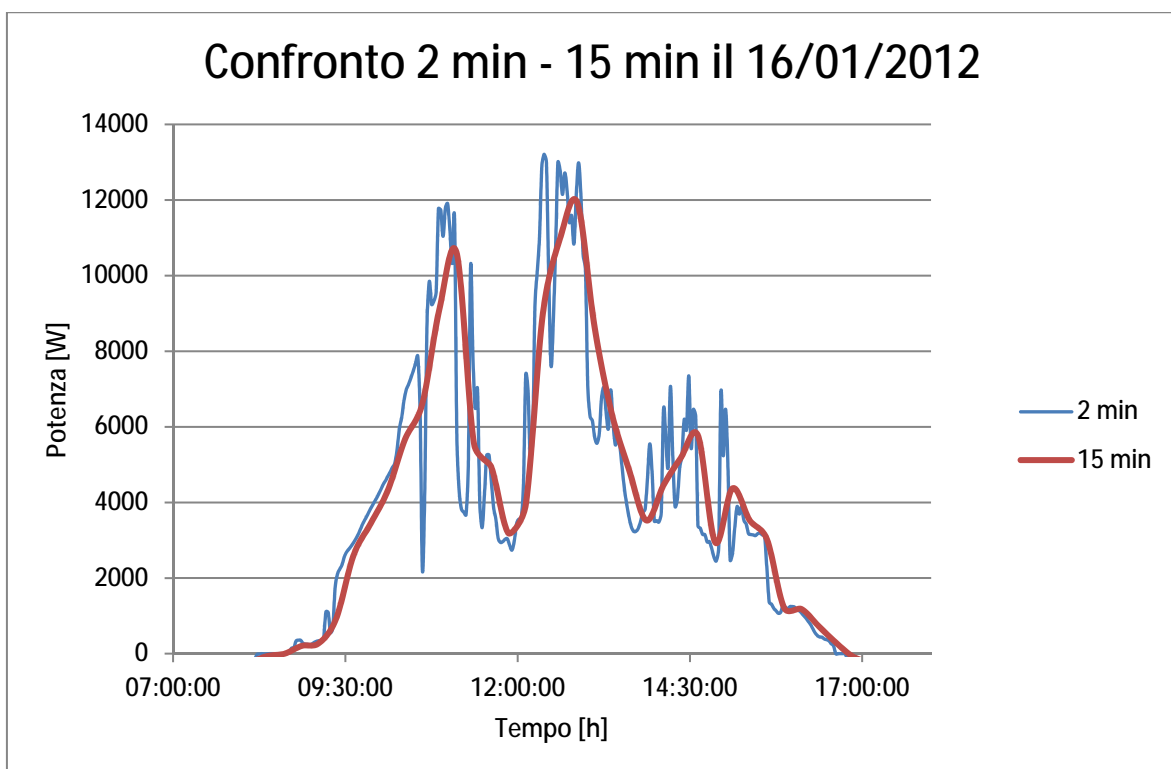


Figura 5.8 – Confronto tra la potenza prodotta il 16/01/2012 con media 2 e 15 min

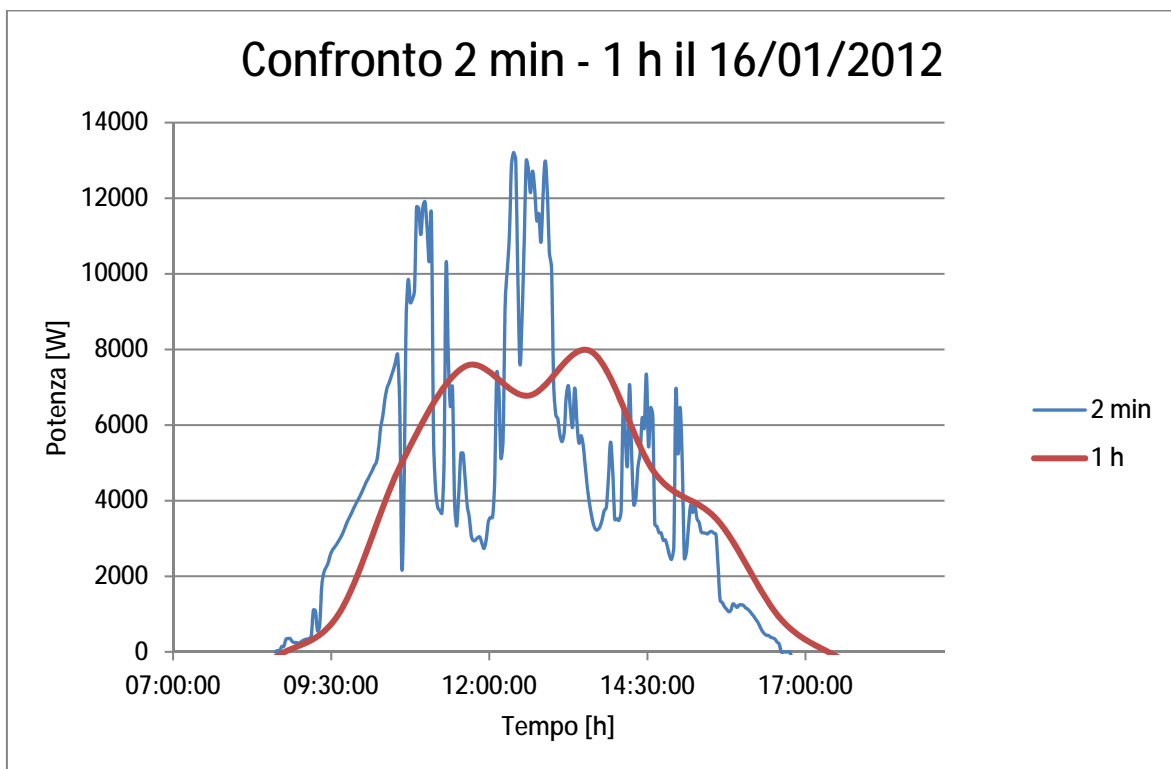


Figura 5.9 - Confronto tra la potenza prodotta il 16/01/2012 con media 2 min e 1 h

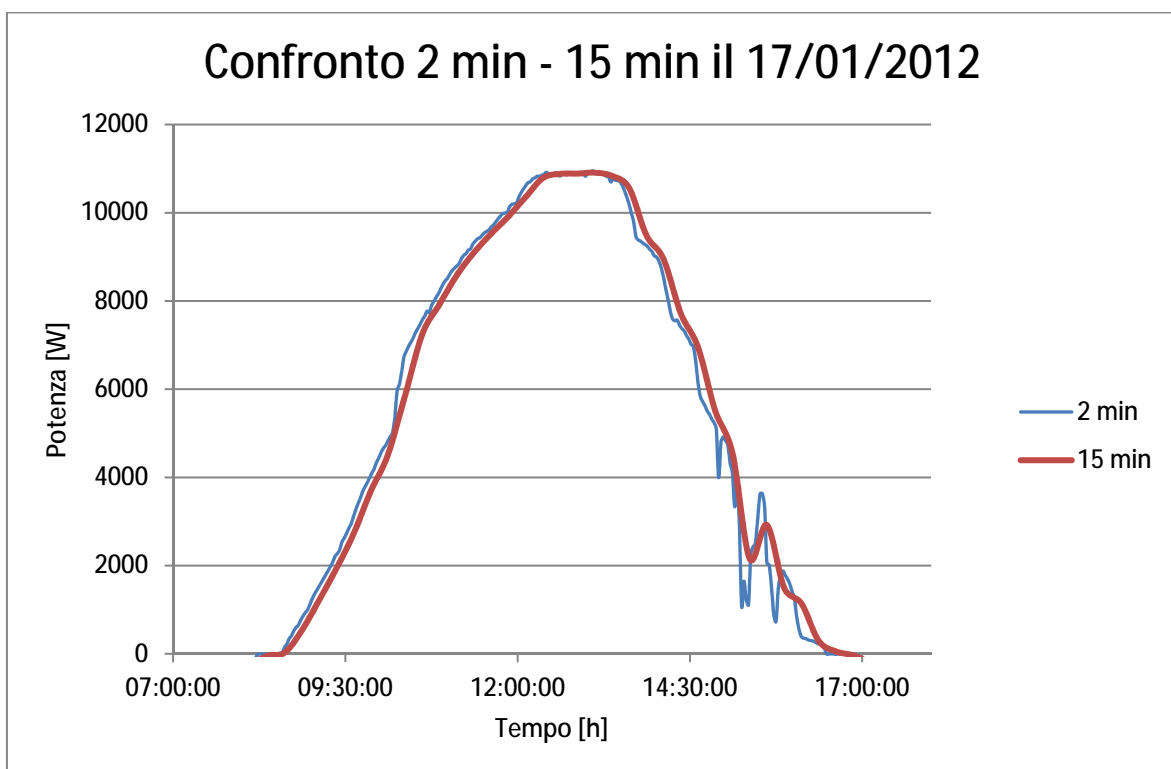


Figura 5.10 – Confronto tra la potenza prodotta il 17/01/2012 con media 2 e 15 min

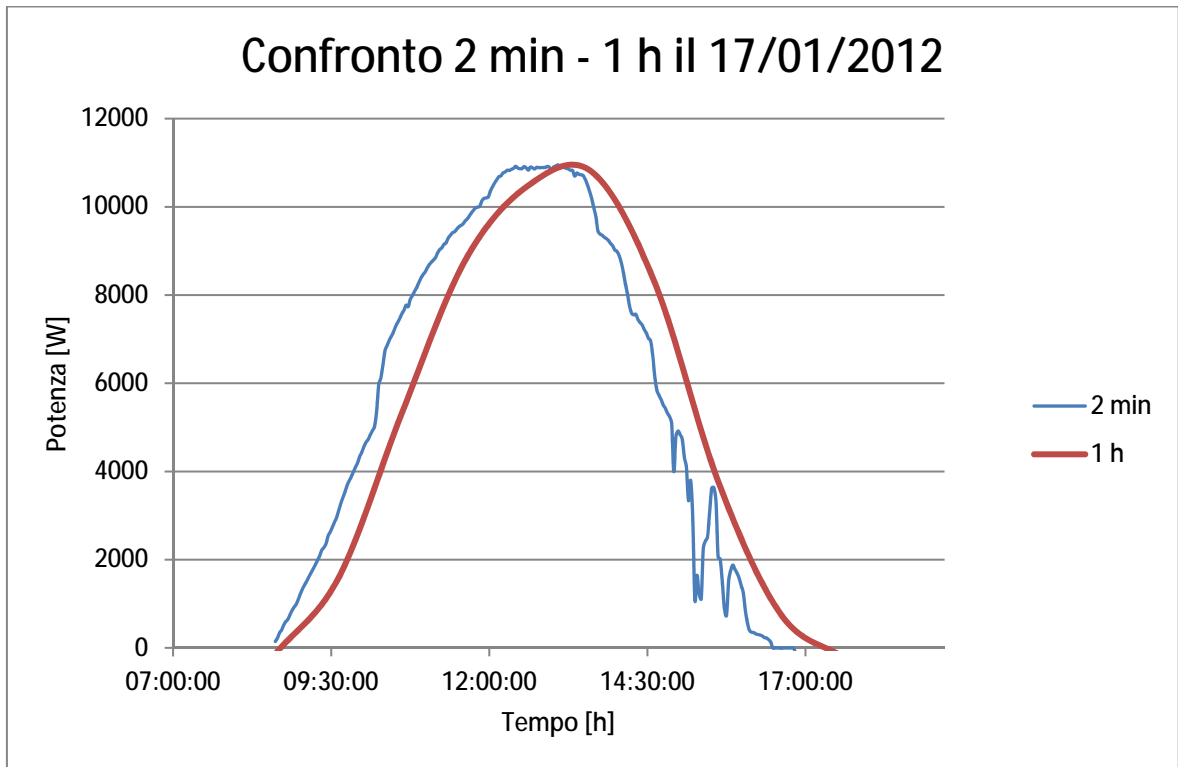


Figura 5.11 - Confronto tra la potenza prodotta il 17/01/2012 con media 2 min e 1 h

Si può osservare come un maggior intervallo dove mediare le potenze corrisponda a un filtro sulle variazioni delle stesse. Questo aspetto è importante specialmente nei giorni nuvolosi in cui la produzione varia maggiormente come mostrato in Figura 5.9.

Inoltre maggiore è l'intervallo temporale, maggiore sarà il ritardo con cui la curva viene rappresentata. Questo è dovuto al fatto che la media viene calcolata al termine dell'intervallo scelto.

5.2.1 Modello sinusoidale e con gaussiana

Per la prima analisi dei dati si è scelto di utilizzare la potenza media calcolata su 15 minuti e di limitare l'analisi a 8 ore che corrispondono a 32 quarti d'ora.

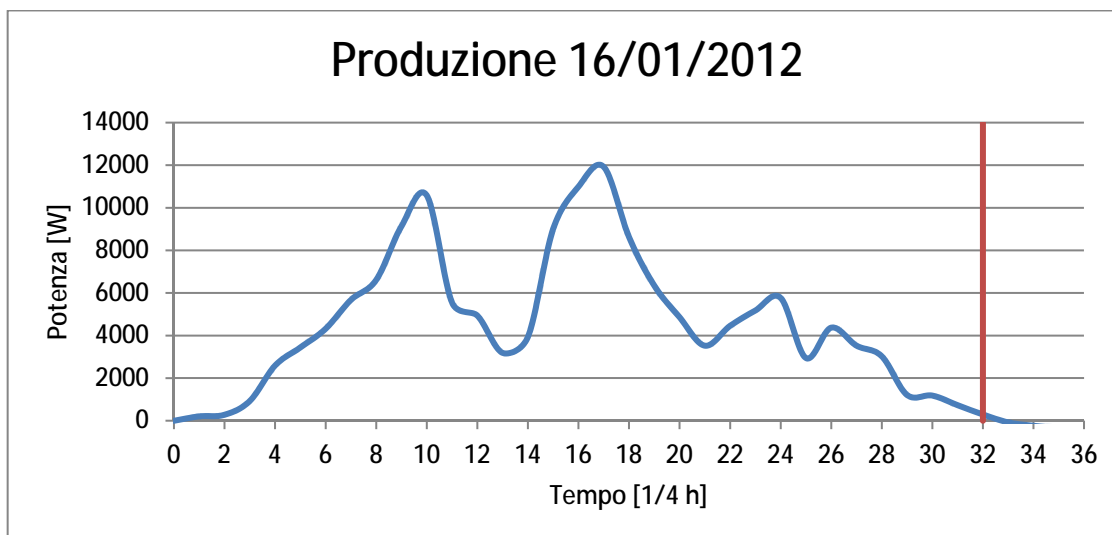


Figura 5.12 – Intervallo di tempo di produzione preso in esame (32 quarti d'ora)

Il primo modello di approssimazione della curva di produzione è quello sinusoidale.

Utilizzando il risolutore del programma Excel, imponendo la stessa energia e le 8 ore di funzionamento, si ottiene un errore nullo in energia con una curva di ampiezza pari a 9785 W.

Di seguito sono riportati il diagramma ottenuto con il modello sinusoidale, l'errore in potenza commesso e i volumi di energia degli scostamenti istantanei dalla curva di produzione reale (rettangoli in Figura 5.14):

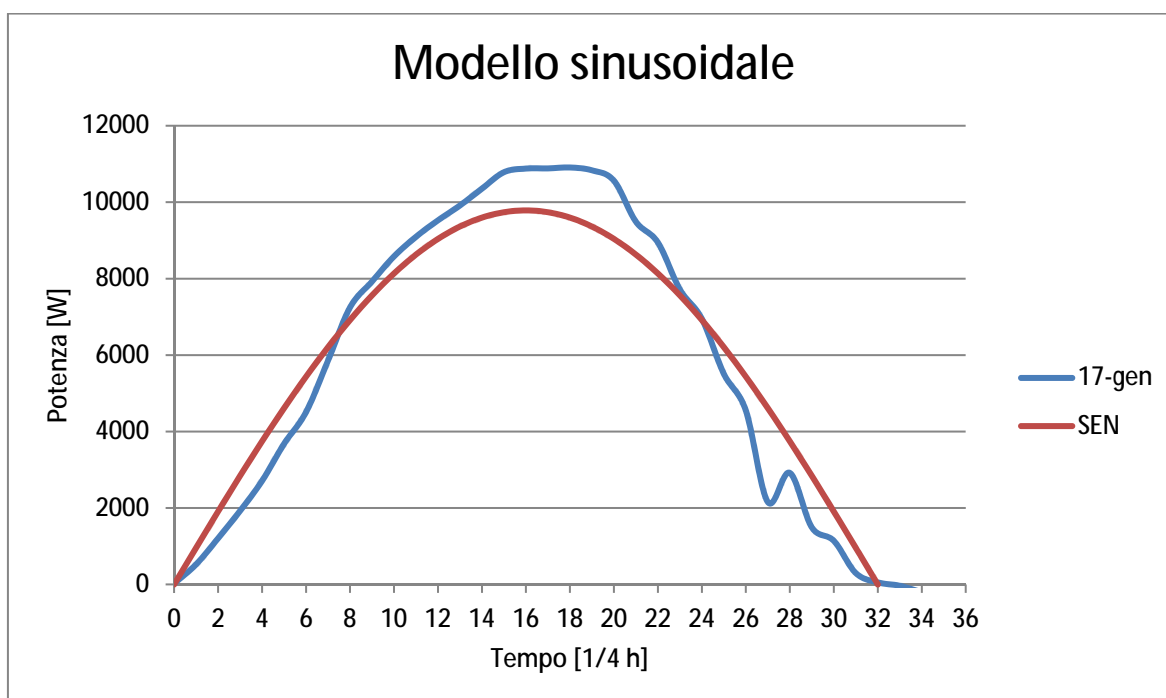


Figura 5.13 - Modello sinusoidale per il 17/01/2012

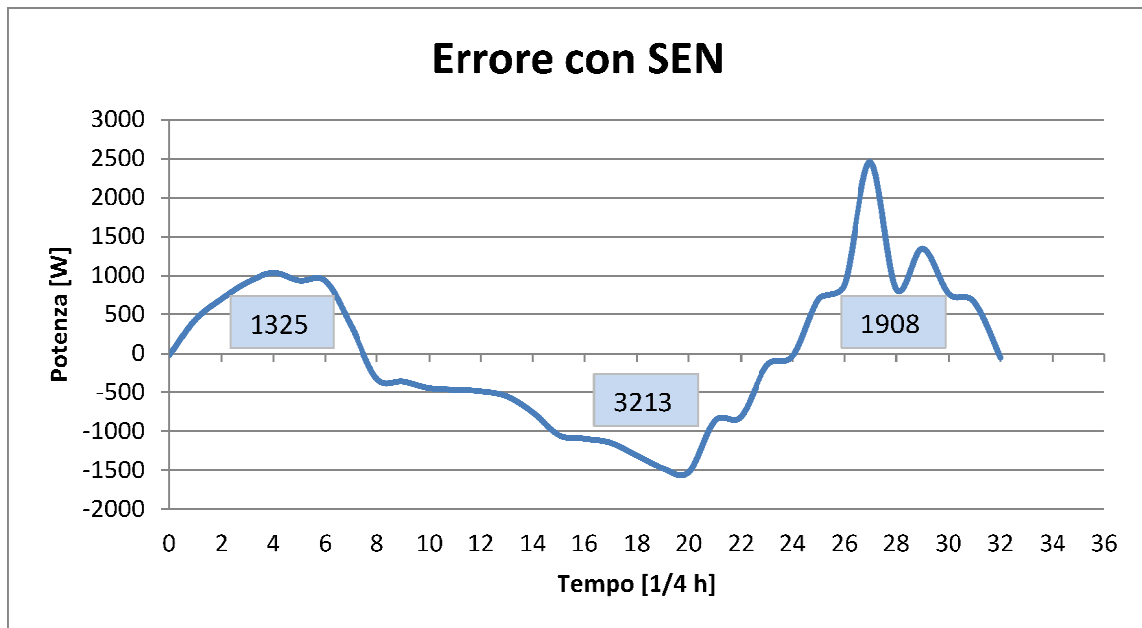


Figura 5.14 - Errore commesso con modello sinusoidale per il 17/01/2012 con scostamenti di energia

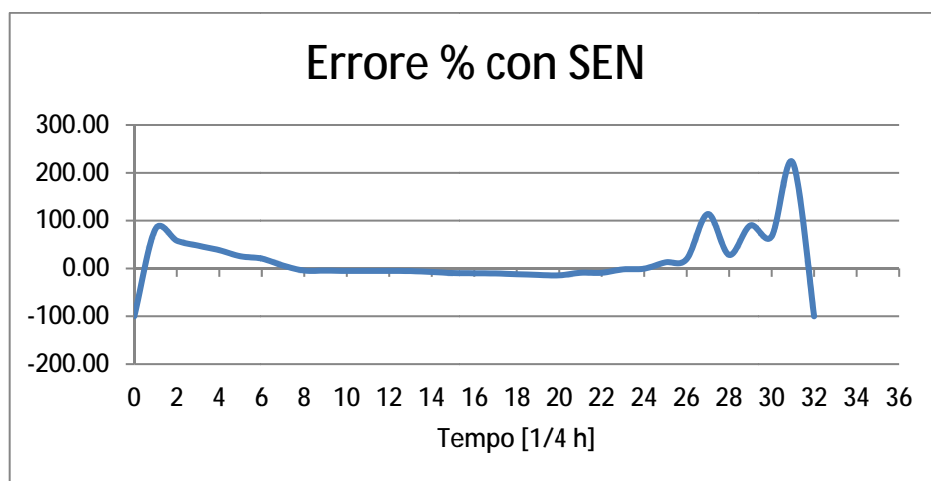


Figura 5.15 - Errore percentuale commesso con modello sinusoidale per il 17/01/2012

Successivamente si è provato un modello con la funzione Gaussiana: $a e^{-\frac{(t-b)^2}{c^2}}$.

Utilizzando il risolutore, imponendo errore nullo in energia, si ha $a = 10908$, $b = 16$, $c = 10.59$.

Di seguito sono riportati il diagramma con modello gaussiana e l'errore in potenza commesso:

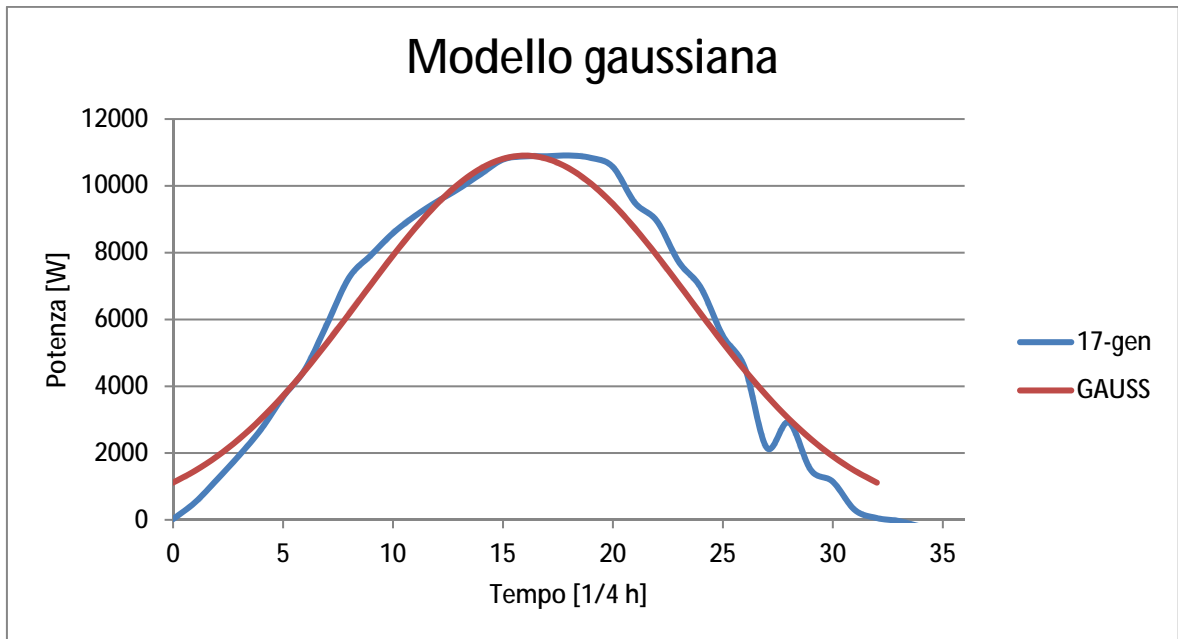


Figura 5.16 - Modello gaussiana per il 17/01/2012

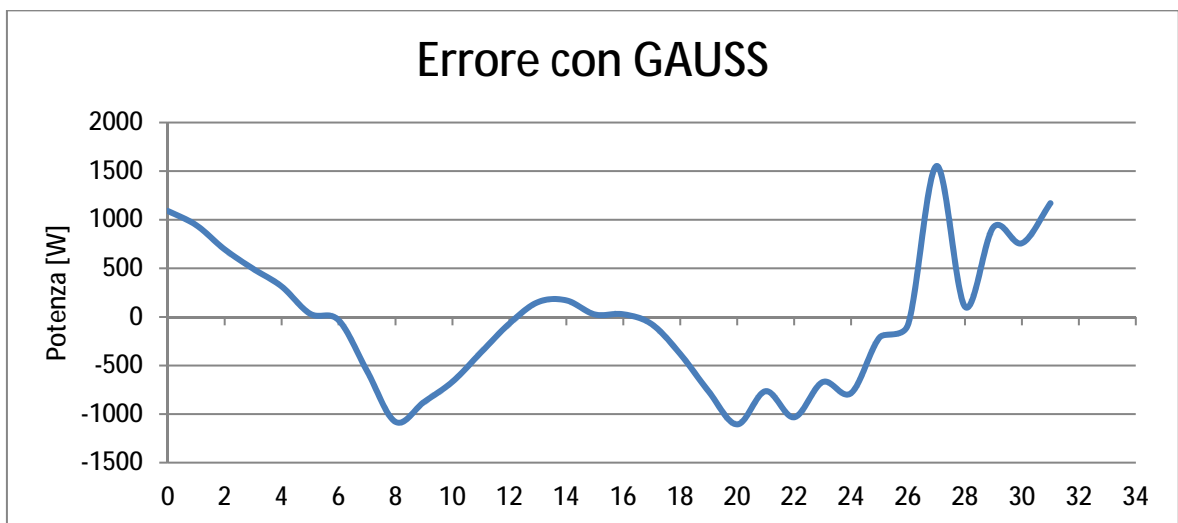


Figura 5.17 – Errore commesso con modello gaussiana per il 17/01/2012

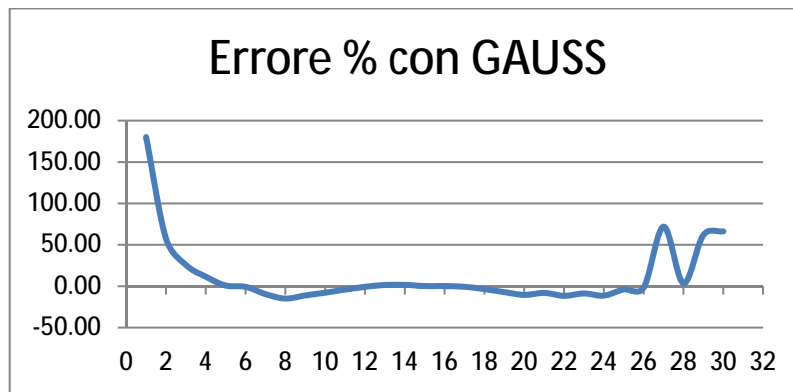


Figura 5.18 - Errore percentuale commesso con modello gaussiana per il 17/01/2012

Entrambi i modelli, seppur utili per la loro semplicità, non permettono una ricostruzione affidabile della curva di produzione specialmente per giorni nuvolosi. Risulta poi ancora più complicato legare i modelli alle variabili meteorologiche che influenzano la produzione fotovoltaica. Si è deciso quindi di utilizzare un sistema di approssimazione più avanzato.

5.2.2 *Modello a reti neurali*

Da un'analisi sulla letteratura scientifica disponibile sui sistemi di previsione della produzione fotovoltaica, si è riscontrato che tra i modelli con maggior affidabilità e miglior legame con le variabili meteorologiche troviamo le reti neurali artificiali a percettroni [10].

La rete neurale artificiale è un modello matematico/informatico di calcolo basato sulle reti neurali biologiche. Tale modello è costituito da un gruppo di interconnessioni di informazioni costituite da neuroni artificiali e processi che utilizzano un approccio di calcolo delle connessioni.

Ogni nodo elabora i segnali ricevuti e trasmette il risultato a nodi successivi.

Di seguito è riportata una struttura di una rete neurale a un livello:

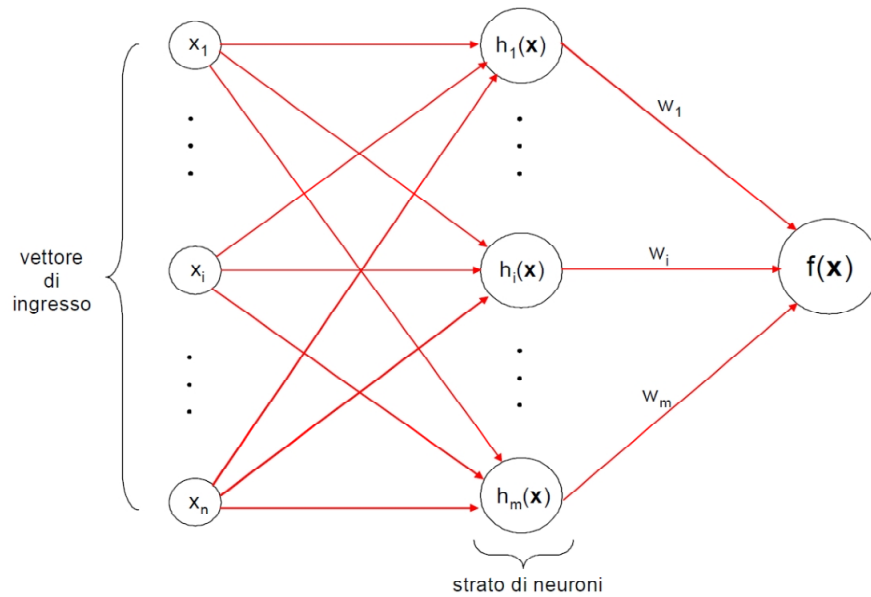


Figura 5.19 – Struttura di rete neurale a un livello (layer)

dove:

h_i : funzioni di attivazione dei neuroni.

w_i : pesi da applicare alle uscite di ogni neurone.

Per determinare i pesi bisogna partire da un insieme di dati di ingresso alla rete ed imporre, attraverso una procedura di addestramento, che le uscite della rete siano uguali ad uscite prefissate. La procedura di addestramento è in linea di principio un problema di ottimizzazione.

Una volta che sono stati scelti i pesi la rete è pronta a rispondere con nuove uscite.

Nel caso in esame la rete neurale doveva fornire il diagramma di potenza della centrale fotovoltaica per un giorno con 24 ore di anticipo, utilizzando variabili meteorologiche e la radiazione teorica che si trova sul sito. Quest'ultima, infatti, rappresenta il massimo valore di radiazione utilizzabile dai pannelli fotovoltaici ed è un dato ben correlato con la potenza elettrica prodotta.

Prima di realizzare la rete neurale si è dovuto costruire il vettore dei dati in ingresso.

Il primo problema affrontato è stato quello di riprodurre la curva di radiazione teorica per via analitica. Per questo scopo si è utilizzato un modello che tenesse conto sia della radiazione diretta, che di quella diffusa e riflessa [11].

In generale l'entità della radiazione solare incidente su una superficie dipende dalle variazioni stagionali d'altezza del sole sull'orizzonte e dalla sua posizione. In figura la posizione del Sole lungo la sua traiettoria giornaliera è individuata da due angoli:

- β : altezza del sole sull'orizzonte (angolo formato dalla congiungente i baricentri della Terra e del Sole con il piano orizzontale) od il suo complementare θ_z , angolo zenitale.
- Ψ : azimuth solare (angolo formato dalla proiezione della congiungente Sole - Terra sul piano dell'orizzonte con la direzione Nord - Sud).

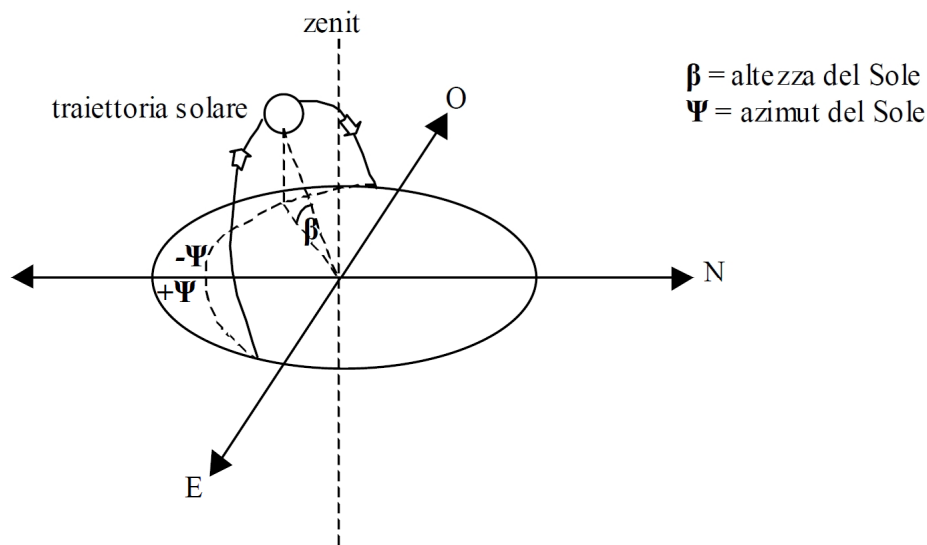


Figura 5.20 - Posizione del Sole rispetto alla superficie captante

Al fine di valutare su una superficie di generica disposizione ed orientamento il flusso solare totale in un qualunque giorno sereno (somma della radiazione solare diretta, diffusa e riflessa dal terreno), si può fare riferimento ad un modello semiempirico di “atmosfera” che permette un soddisfacente grado di accuratezza. Il modello matematico più utilizzato è quello adottato dall’ASHRAE, che si basa sul calcolo delle radiazione normale e diffusa mediante opportune relazioni.

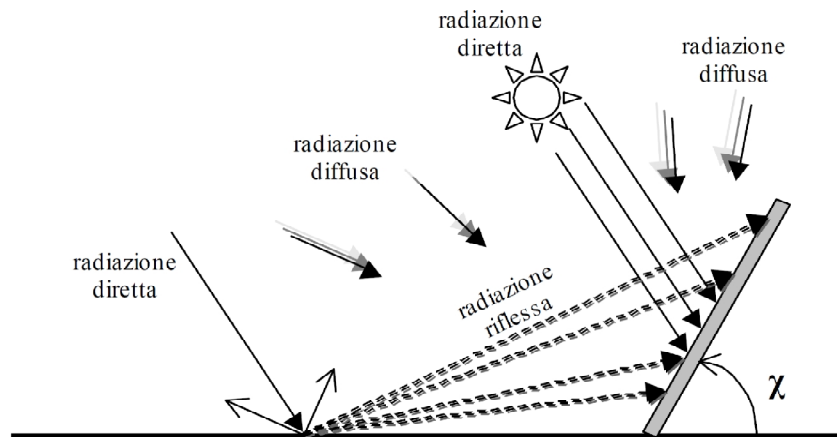


Figura 5.21 - Radiazione globale su di un piano comunque inclinato

Di seguito è riportato l'algoritmo in ambiente MATLAB utilizzato per determinare la radiazione totale teorica:

```
clc, clear all

% scelta dei giorni
%n_vettore = 1;      %vettore in esame (1 per "1 h24a.txt" 2->"1
h24b.txt")
gg_inizio=13;        %giorno  cui partire (min=13,max=60)(1/02/12=32)
gio = 39;            %numero giorni totali da esaminare (max=39)
rig= gio*24;         %numero righe totali del vettore
gio_test = 0;        %numero giorni da utilizzare per il test
rtest= gio_test*24;  %numero righe da utilizzare per il test
pl=19; %giorni da visualizzare nel plot

% inizializzazione calcolo radiazione teorica
ID1=[];
Id1=[];
Ig1=[];
It1=[];

%GENERAZIONE RADIAZIONE TEORICA ORA X ORA

giorni_ine=[(14:28),(31:47),(55:61)]; %giorni in esame
gg_inizio1=giorni_ine(gg_inizio-12);
gg_fine= giorni_ine(gg_inizio+gio-13);

% g indica il giorno dell'anno a cui si fa riferimento
for gg = (gg_inizio-12):(gg_inizio+gio-13)
    g= giorni_ine(gg);
% w indica l'angolo giornaliero e nota bene è in radianti
w = g*pi/180;
% d indica la declinazione del Sole ed è espressa in gradi
d = 23.45*sin((g+284)*360*pi/(180*365));
d=d/360*2*pi;
% long indica la longitudine della località ove è ubicata la superficie
%oggetto di studio, espressa in gradi
long = 10.4147;
% fu indica la longitudine del meridiano centrale del fuso orario
espressa
```

```

%in gradi
fu = 15;
% t indica il periodo della simulazione
t = [0:1:23];
% tau tempo espresso in ore
tau = [0:1:23];
e = 0.42*cos(w)-3.23*cos(2*w)-0.09*cos(3*w)-7.35*sin(w)-9.39*sin(2*w)-
0.34*sin(3*w);
% e rappresenta l'eq. del tempo (tiene conto di varie anomalie
% dell'orbita terrestre) omega rappresenta l'angolo orario del Sole
omega = 15*(12-tau)-0.25*(e-4*(long-fu));
omega=omega/360*2*pi;
% lat indica la latitudine della località ove è ubicata la superficie
% oggetto, in gradi
lat = 43.711800;
lat=44.416/360*2*pi;
% A è la radiazione extratmosferica virtuale
A=1150.25+72.43*cos(0.95*g*pi/180)+34.25*sin(0.017*g*pi/180)+1.5*log(g);
% B è il coefficiente d'estinzione dell'atmosfera
B=1/(6.74+0.026*g-5.13*power(10,-4)*power(g,2)+2.24*power(10,-
6)*power(g,3)-2.8*power(10,-9)*power(g,4));
% C è il fattore di radiazione diffusa
C=1/(16.9+0.0001*g-8.65*power(10,-4)*power(g,2)+3.93*power(10,-
6)*power(g,3)-4.005*power(10,-9)*power(g,4));
% beta indica l'altezza del Sole sull'orizzonte
beta = asin(sin(lat)*sin(d))+(cos(lat)*cos(d).*cos(omega));
h=0;
for tau=0:1:23
h=h+1;
if beta(h)<=0
beta(h)=0;
end
end
% psi indica l'azimut solare(Positivo verso Ovest, negativo verso Est)
psi = acos(((sin(beta).*sin(lat))-sin(d))./(cos(beta).*cos(lat)));
h=0;
for tau=0:1:23
h=h+1;
if h<=12
psi(h)= psi(h).*(-1);
end
end
% csi indica l'inclinazione della superficie
csi = 25;
csi=csi/360*2*pi;
% psis l'azimut della superficie (Positivo verso Ovest, negativo verso
Est)
psis = 0;
psis=psis/360*2*pi;
% teta l'angolo di incidenza tra la normale alla superficie e
% la congiungente Sole-superficie
teta=acos(cos(beta).*cos(psi-psis).*sin(csi)+sin(beta).*cos(csi));
h=0;
for tau=0:1:23
h=h+1;
if teta(h)>=pi/2;
teta(h)= pi/2;
end
end
%IDn l'intensità della radiazione diretta normale alla superficie
IDn = A./(exp(B./sin(beta)));

```

```

% ID indica la radiazione diretta
ID = IDn.*cos(teta);
% F fattore di vista tra la superficie considerata e la volta celeste
F = (1+cos(csi))./2;
% Id esprime la componente diffusa della radiazione complessiva
Id = C.*IDn*F;
%rog è il coefficiente di riflessione del terreno circostante
rog = 0.2;
% Ig rappresenta la componente riflessa della radiazione complessiva
Ig = A.*(C+sin(beta)).*rog*(1-F)./exp(B./sin(beta));
% IT esprime la radiazione complessiva somma di ID, Id, Ig.
It=ID+Id+Ig;

ID1=[ID1 ID];
Id1=[Id1 Id];
Ig1=[Ig1 Ig];
It1=[It1 It];

end

for ind =1:1:rig           %creazione filtro ore piene

if It1(1,ind)>0
    filtro(1,ind)=1;
else
    filtro(1,ind)=0;
end
end

```

Per verificare se la radiazione teorica ottenuta fosse corretta, si è effettuato un confronto con i dati del modello PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) sviluppato dal Joint Research Centre europeo [12].

Si sono utilizzate le coordinate della città di Pisa:

Location: 43°41'15" North, 10°23'15" East, Elevation: 0 m a.s.l.

Inclination of plane: 20 deg.

Orientalion (azimuth) of plane: 0 deg.

Di seguito è riportato un confronto tra la curva di radiazione totale del giorno medio di Gennaio ottenuta da PVGIS e le curve del 1 e 30 Gennaio ottenute con il modello:

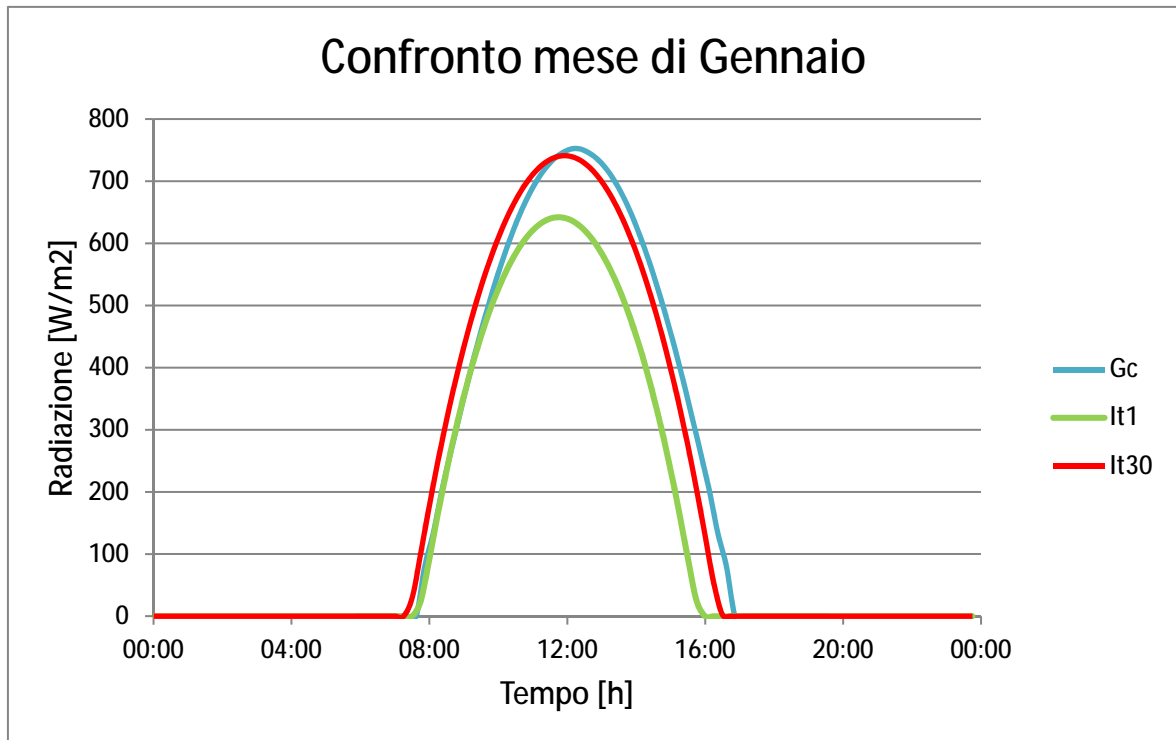


Figura 5.22 – Confronto tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio

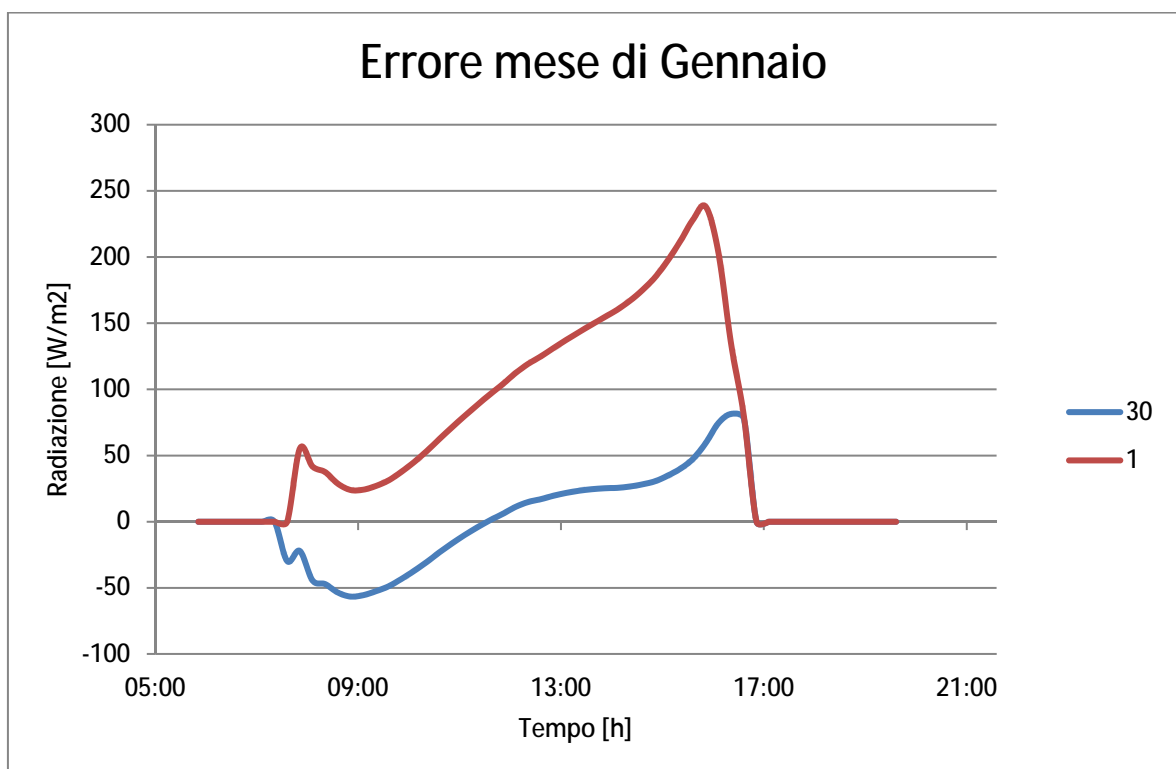


Figura 5.23 - Errore tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio

Per completezza si riporta il confronto anche per: la radiazione diffusa (I_d) e diretta (I_D) prodotte dal modello teorico; la radiazione diffusa (G_d) e quella a cielo libero (G_c) fornita da PVGIS:

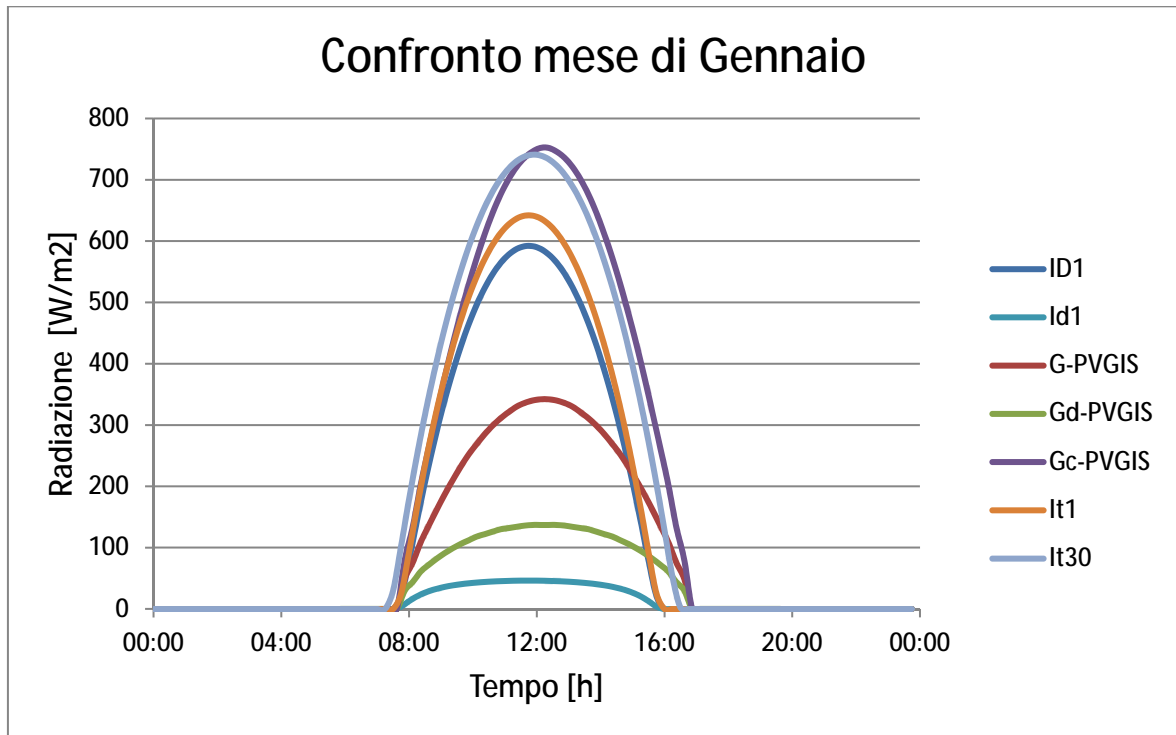


Figura 5.24 - Confronto tra database PVGIS e radiazione ottenuta con il modello per il 1 e il 30 Gennaio – dettaglio radiazione diffusa e diretta

Definita la bontà del modello della radiazione teorica totale, si è cercato un database delle variabili meteorologiche del periodo in cui si è svolta la campagna di misure. Le banche dati disponibili on-line però, non forniscono il valore della radiazione effettiva misurata sul campo, ma soltanto indicazioni sulla temperatura, la nuvolosità e la visibilità.

Si è utilizzato quindi il database che fornisse la miglior discretizzazione temporale nei dati a disposizione.

Il database utilizzato è quello di EUROMETEO.com [13].

Di seguito è riportato un esempio di registrazioni del 14/01/2012:

PISA

PAESE	LAT	LON	ALT	REGIONE	PROVINCIA	ZONA
ITALIA	43.68 N	10.38 E	1 m	Toscana	Pisa	Centro

14 GENNAIO 2012 (39 RILEVAZIONI)

UTC	MSLP hPa	TEMP °C	RELH %	WIND nodi	VIS	SKY	SIGWX
01:15	1017	6	93	ESE-1	Buona	Nubi sparse	-
02:15	1017	6	93	ESE-1	Buona	Nubi sparse	-
03:15	1018	5	93	ESE-1	Discreta	Poco nuvoloso	Nebbia in strati sottili
03:45	1018	5	93	SE-2	Scarsa	Nubi sparse	Foschia
04:15	1018	5	93	SE-2	Scarsa	Nubi sparse	Foschia
04:45	1018	4	100	SE-3	Scarsa	Nubi sparse	Foschia
05:15	1018	4	100	ESE-4	Scarsa	Nubi sparse	Foschia
05:45	1018	2	93	SE-5	Buona	Sereno	-
06:15	1018	1	93	SE-4	Buona	Sereno	-
06:45	1018	1	93	ESE-4	Buona	Sereno	-
07:15	1018	1	93	ESE-9	Buona	Sereno	-
07:45	1018	2	93	ESE-8	Buona	Sereno	-
08:45	1019	5	86	E-7	Buona	Sereno	-
09:15	1019	6	81	ESE-7	Buona	Sereno	-
09:45	1019	6	75	ESE-10	Buona	Sereno	-
10:15	1019	8	65	E-9	Buona	Sereno	-
10:45	1019	10	53	E-12	Buona	Sereno	-
11:15	1019	11	40	E-10	Buona	Sereno	-
11:45	1018	11	37	E-11	Buona	Sereno	-
12:15	1018	11	34	E-11	Buona	Sereno	-
12:45	1018	11	34	E-10	Buona	Sereno	-
13:45	1017	12	32	E-9	Buona	Sereno	-
14:15	1017	11	32	E-7	Buona	Sereno	-
14:45	1017	11	32	E-7	Buona	Sereno	-
15:15	1017	11	34	ENE-5	Buona	Sereno	-
15:45	1017	10	34	E-6	Buona	Sereno	-
16:45	1017	9	36	NE-3	Buona	Sereno	-
17:15	1017	9	34	ESE-2	Buona	Sereno	-
18:15	1017	5	41	NNE-2	Buona	Sereno	-

Figura 5.25 – Database meteorologico EUROMETEO per il 14/01/2012 a Pisa

Le variabili meteorologiche utilizzate per allenare la rete neurale sono la visibilità e la nuvolosità (SKY). Sono state quindi parametrizzate in funzione dei valori che possono assumere nel database EUROMETEO:

VISIBILITA'	PARAMETRO	CIELO	PARAMETRO
BUONA	1	SERENO	1
DISCRETA	2	NUBI SPARSE	2
SCARSA	3	POCO NUVOLOSO	3
CATTIVA	4	NUVOLOSO	4
PESSIMA	5	MOLTO NUVOLOSO	5

Tabella 5.2 – Parametrizzazione variabili meteorologiche

Di seguito sono riportate a titolo di esempio le variazioni dei due parametri per cinque giorni:

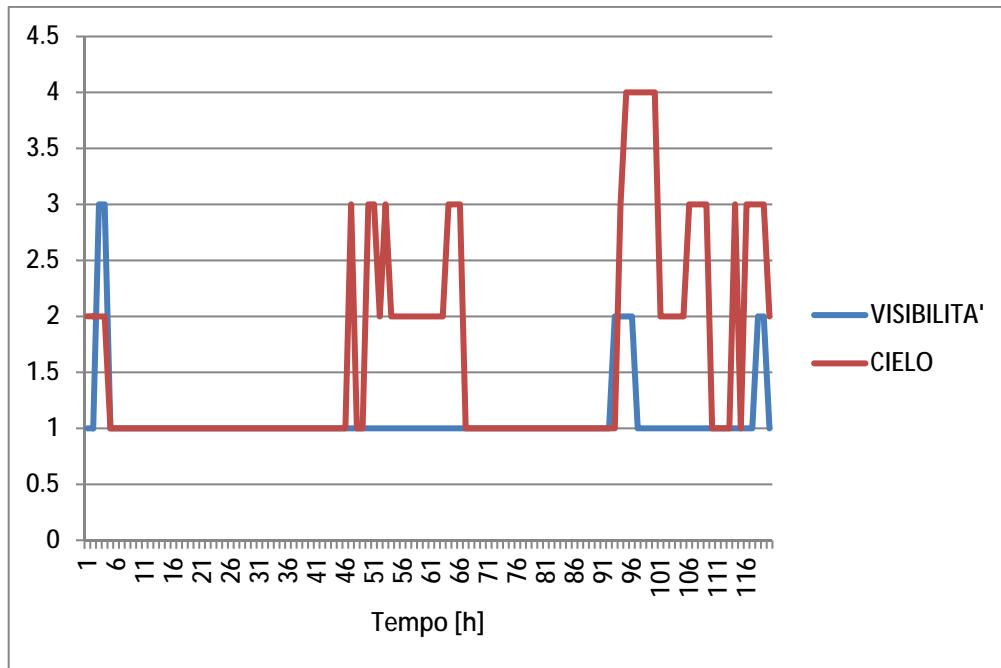


Figura 5.26 – Variazioni della Visibilità e della Nuvolosità (Cielo) per cinque giorni in località Navicellu (PI) (Fonte: EUROMETEO.com)

L'obiettivo della rete neurale in questa applicazione è di ricostruire, a seguito di un adeguato allenamento, la curva di produzione di una centrale fotovoltaica in funzione delle variabili metereologiche e di altri dati a disposizione. Si è scelto quindi di costruire un vettore degli ingressi costituito dalle seguenti variabili:

- Tempo
- VISIBILITA'
- CIELO
- PRODUZIONE (t - 24 h)
- Radiazione teorica (ottenuta dal modello teorico)

La produzione oraria del giorno prima è un dato facilmente reperibile dalle misurazioni fatte sui contatori dell'impianto. Per il caso in esame si sono utilizzati i dati ottenuti dalla campagna di misure effettuata sull'impianto da 20 kW.

Per un campione di cinque giorni, si sono usati quattro giorni (96 h) per allenare la rete neurale e un giorno per verificare se dati gli ingressi riproduceva la stessa curva di potenza effettivamente misurata per quel giorno. Questo utilizzo dei dati si chiama cross validation.

I dati, tranne la radiazione teorica, sono caricati sul file 1 h24.txt.

Inizialmente si sono usati i parametri di default del programma, partendo con un numero arbitrario di layer e neuroni.

Tramite un ciclo for si è allenata più volte la rete, calcolandone lo scarto quadratico medio (mse). Successivamente si è scelta la configurazione con il minimo errore.

Di seguito è riportato l'algoritmo con cui si realizza la rete neurale:

```
%inizializzazione
Z1=[];
perf1=[];
dati_train1=[];
verout1=[];

fid1=fopen('1 h24.txt');
ST=fscanf(fid1,'%f %f',[5 Inf]);
fclose(fid1);
IN=ST(1:120,1:4); %input
OUT=ST(1:120,5); %output (produzione)
It1=It1';
It2=[IN It1 OUT];
training = It2(1:96,1:5); %train input
testing = It2(1:96,6); %train output
ver = It2(97:120,1:5); %verif input
verout = It2(97:120,6); %verif output
training = training';
testing = testing';
ver = ver';
verout = verout';
net = newff(training, testing,10,{});

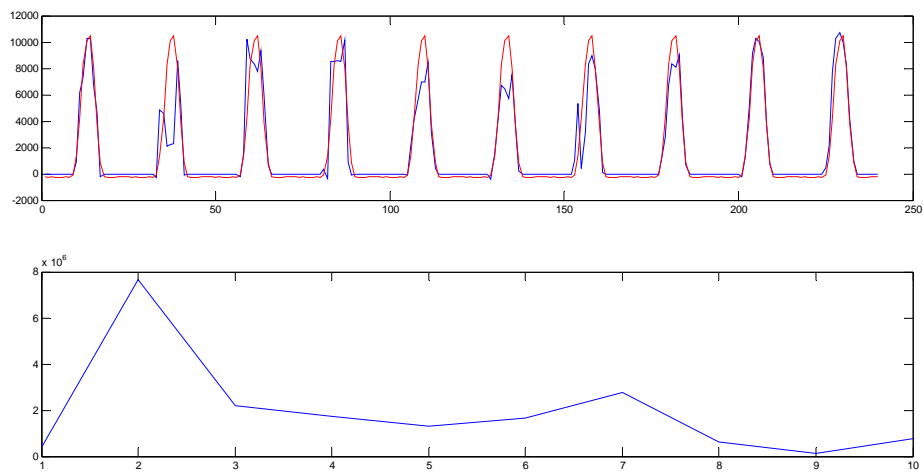
for i=1:3 %numero di allenamenti
[net1,dati_train] = train(net, training, testing);
Z = sim(net1, ver);
Zf=filtro.*Z; %annulla la produzione prevista nelle ore senza sole
errore = verout-Zf;
perf = mse(errore);

dati_train1=[dati_train1 dati_train];
Z1=[Z1 Zf];
perf1=[perf1 perf];
verout1=[verout1 verout];
end
[mseott,ind_ott]=min(perf1);
ind_ott

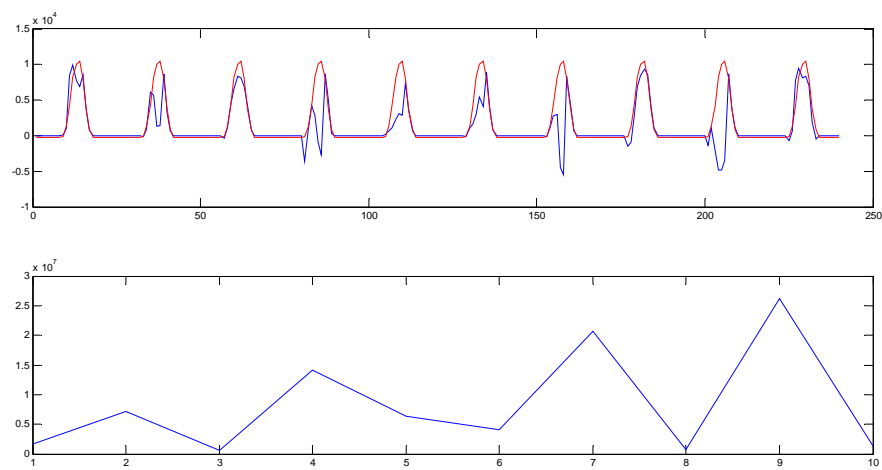
subplot(2,1,1)
plot(Z1)
hold all
plot(verout1, 'r')
subplot(2,1,2)
plot(perf1)
```

Si riportano i vari tentativi fatti:

10 neuroni - 1 livello



15 neuroni - 1 livello



[10 10] neuroni - 2 livelli

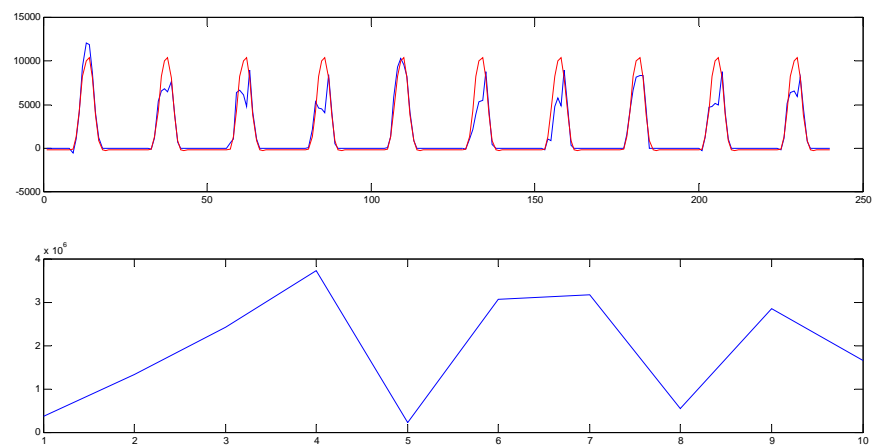


Figura 5.27 – Modellazione con rete neurale con diverso numero di neuroni e livelli:
diagramma di potenza e mse

Il caso a due layer e dieci neuroni è da preferirsi a quello a un layer e quindici neuroni perché è riuscito in due casi ad avere una risposta (blu) quasi identica a quella misurata (rossa).

Da analisi successive si è capito che la variabile Visibilità non era correlata alla produzione fotovoltaica, perciò si è deciso di non utilizzarla ottenendo un modello più corretto.

Di seguito è riportato l'algoritmo finale utilizzato per la rete neurale:

```
%inizializzazione
Z1=[];
perfl=[];
dati_train1=[];
testing1=[];
verout1=[];

fid1=fopen('1 h24ab.txt');          %load dei dati dal file
ST=fscanf(fid1,'%f %f',[5 Inf]);
fclose(fid1);
IN1=ST(1:rig,1);    %input
IN34=ST(1:rig,3:4); %input (non utilizzo la colonna VIS)
IN=[IN1 IN34];

for I=1:rig          %annulla la produzione NEGATIVA
    if IN(I,3)<0;
        IN(I,3)=0;
    end
end

OUT=ST(1:rig,5);    %output (produzione)
for I=1:rig          %annulla la produzione NEGATIVA
    if OUT(I)<0;
        OUT(I)=0;
    end
end

It1=It1';
It2=[IN It1 OUT];    %aggiunge la radiazione teorica alla matrice
training = It2(1:(rig-rtest),1:4); %train input
testing = It2(1:(rig-rtest),5);    %train output
ver = It2(1:rig,1:4); %verif input
verout = It2(1:rig,5); %verif output
training = training';
testing = testing';
ver = ver';
verout = verout';
net = newff(training, testing,[15 15]);

for i=1:1            %numero di allenamenti
[net1,dati_train] = train(net, training, testing);
Z = sim(net1, ver);

for I=1:rig          %annulla la produzione NEGATIVA
    if Z(I)<0;
        Z(I)=0;
    end
end
```

```

end

Zf=filtro(1:rig).*Z;

errore = verout-Zf;
perf = mse(errore);

dati_train1=[dati_train1 dati_train];
Z1=[Z1 Zf];
perf1=[perf1 perf];
verout1=[verout1 verout];
end
[mseott,ind_ott]=min(perf1);
ind_ott %indica quale allenamento è riuscito meglio

subplot(3,1,1)
plot(It2(rig-24*pl:rig,4)/max(It2(rig-24*pl:rig,4)), 'r')
xlabel('tempo [h]');
title('Confronto radiazione teorica-produzione');
ylabel('Potenza [p.u.]');
hold all
plot(It2(rig-24*pl:rig,3)/max(It2(rig-24*pl:rig,3)))

subplot(3,1,2)
plot((1:1:rig-24*pl-1),verout1(1:rig-24*pl-1), 'r')
xlabel('tempo [h]');
title('Confronto train e test');
ylabel('Potenza [W]');
hold all
plot((1:1:rig-24*pl-1),Z1(1:rig-24*pl-1))

subplot(3,1,3)
plot((rig-24*pl:1:rig),verout1(rig-24*pl:1:rig), 'r')
xlabel('tempo [h]');
title('Confronto train e test');
ylabel('Potenza [W]');
hold all
plot((rig-24*pl:1:(rig-rtest)),Z1(rig-24*pl:(rig-rtest)))

```

Utilizzando un database di 39 giorni la rete è stata allenata su tutti i giorni e testata nuovamente sullo stesso database:

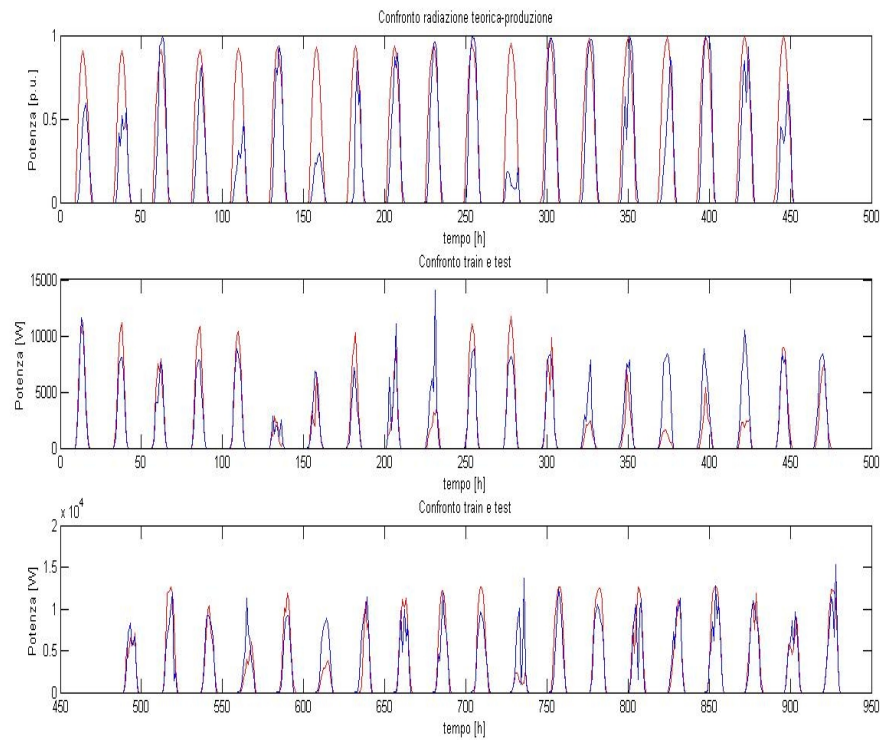


Figura 5.28 – Modellazione con rete neurale fatta su 39 giorni

In dettaglio sono riportati due giorni: uno soleggiato e uno nuvoloso.

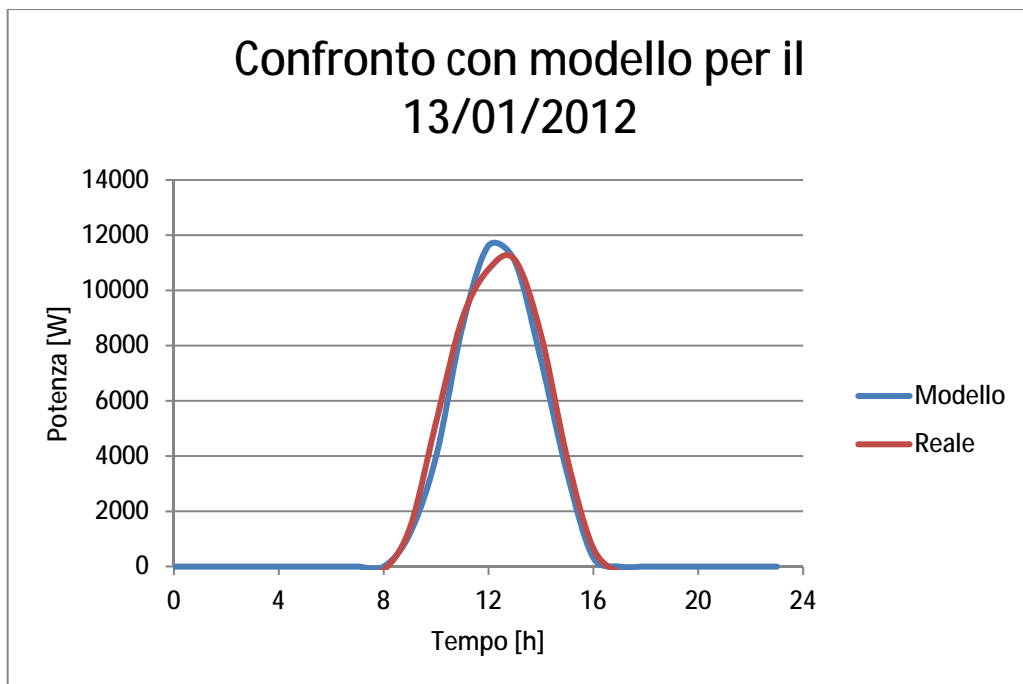


Figura 5.29 – Confronto tra modello e produzione reale per un giorno soleggiato

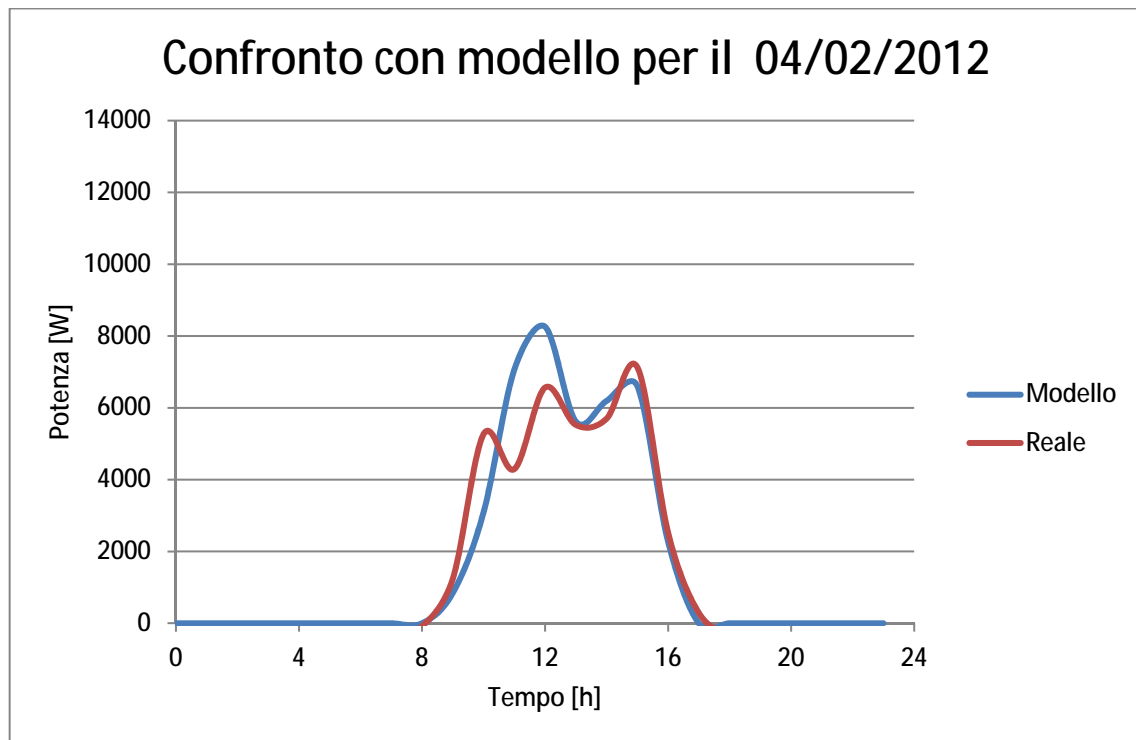


Figura 5.30 - Confronto tra modello e produzione reale per un giorno nuvoloso

Si può osservare che utilizzando le reti neurali si iniziano ad ottenere diagrammi di produzione più affidabili, anche per giorni più difficili da prevedere, come quelli nuvolosi. Per migliorare il modello si deve sicuramente utilizzare uno storico di dati più lungo, erano solo 39 giorni in questo caso, e si possono utilizzare altre variabili meteorologiche più indicative, come la radiazione misurata sul campo fotovoltaico.

5.3 Installazione e connessione del sistema di accumulo

In questa tesi è stata curata anche l'installazione e la connessione del sistema di accumulo presso la centrale fotovoltaica "Sol Maggiore".

Il sistema di accumulo è stato realizzato all'interno di due container standard di dimensioni 9x2,5 m e pesanti ciascuno 16 t.

Nel primo container sono stati installati i pacchi batterie.



Figura 5.31 – Pacchi di batterie del sistema di accumulo

Nel secondo container sono presenti i quadri di conversione delle batterie, il filtro attivo, il quadro generale di bassa tensione (BT), il trasformatore e il quadro di media tensione (MT).



Figura 5.32 – Vista della sezione MT del compensatore

[illegible]

Il collegamento è di tipo rigido, mediante cavo di media tensione RG7H1R 12/20 kV 3x(50 mmq).

Nel compensatore il cavo arriva alla cella di fine linea come mostrato in Figura 5.34.

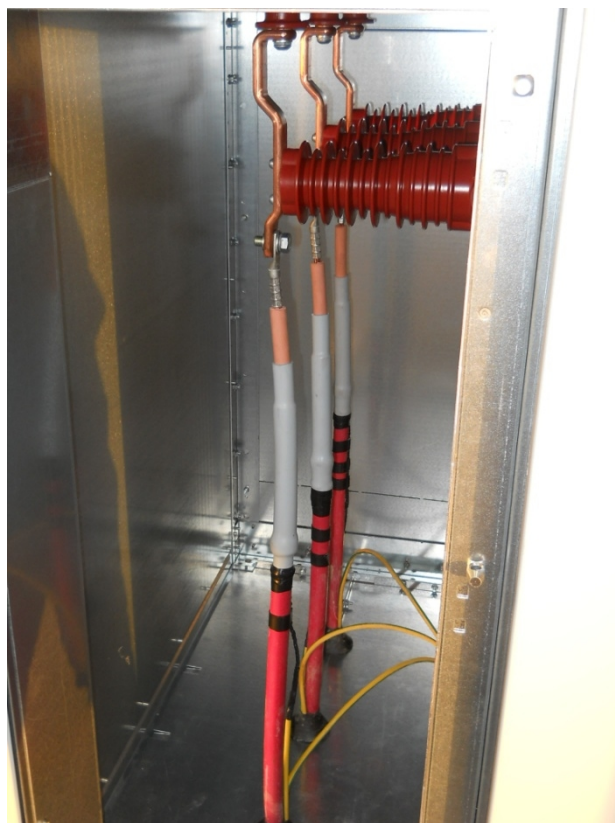


Figura 5.34 – Arrivo cavo MT nel compensatore

Per la posa di questo collegamento e degli altri cavi di energia e di segnale necessari al funzionamento del sistema di accumulo, sono state progettate e realizzate tutte le condutture seguendo le vigenti norme.

Di seguito è riportato il particolare cavidotti della planimetria di collocamento dei container contenenti il dispositivo di compensazione:

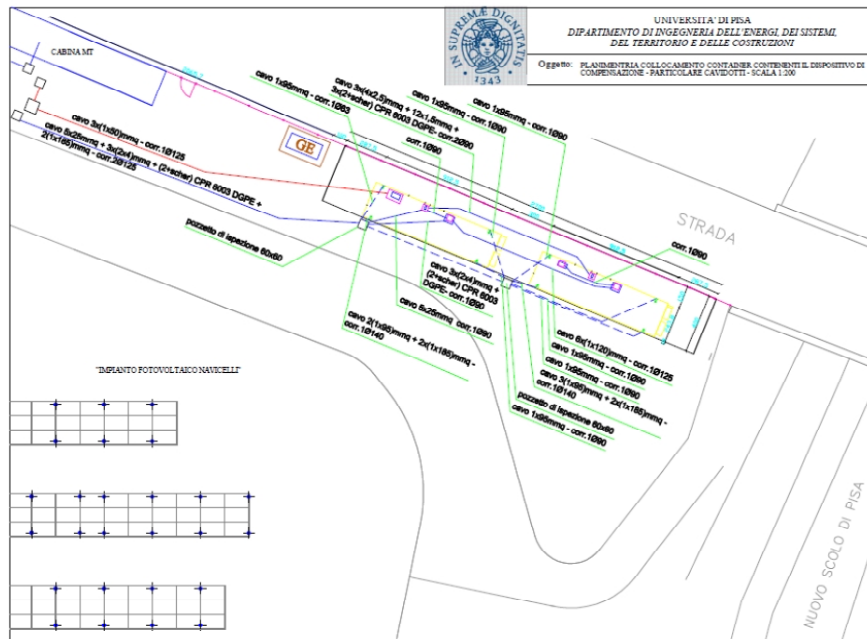


Figura 5.35 – Planimetria disposizione sistema di compensazione: particolare cavidotti

TAVOLA A3

Oltre ai circuiti di potenza e di segnale, è stato realizzato anche il circuito di terra che unisce tutte le masse del compensatore e le collega all'impianto di terra della centrale fotovoltaica. Di seguito è riportata una vista del nodo di terra del compensatore:



Figura 5.36 - Nodo di terra del compensatore

Per misurare l'energia scambiata dal sistema di compensazione con la centrale fotovoltaica è stato installato un contatore elettronico sul quadro di media tensione. Sono stati utilizzati idonei trasformatori di corrente e di tensione per permettere la connessione del contatore.



Figura 5.37 – Contatore SL7000

Il compensatore visto dalla cabina MT della centrale fotovoltaica è un'altra sorgente di energia al pari dei trasformatori dei pannelli fotovoltaici, perciò sono state redatte le procedure di inserzione e disinserzione del sistema di accumulo nei rispetti delle norme di sicurezza vigenti. Particolare attenzione è stata fatta nell'impedire che l'accumulo potesse creare tensioni non controllate su parti dell'impianto durante qualsiasi operazione di manutenzione.

Gli ausiliari del compensatore possono essere alimentati sia dalla linea MT che da una linea esterna dedicata.

I tre quadri batterie sono collegati a tre quadri inverter della potenza nominale di 250 kW, sovraccaricabili fino a 350 kW. La tensione di riferimento per i convertitori è presa sul lato BT in alternata dei convertitori stessi. Quindi questa configurazione necessita di un riferimento di tensione esterno e non può funzionare in isola.

In un quarto quadro inverter è presente il filtro attivo, la cui energia è fornita da un condensatore.

Di seguito è riportato uno schema funzionale del sistema di compensazione connesso alla centrale fotovoltaica:

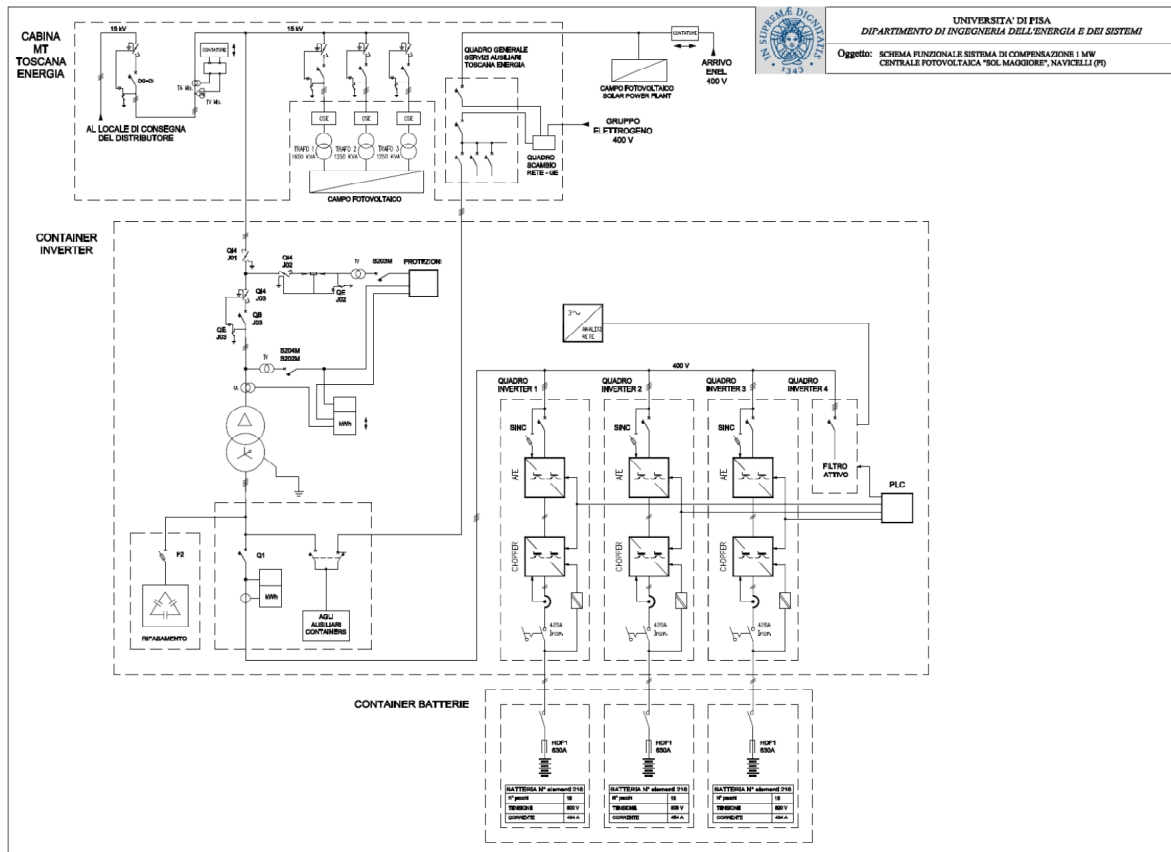


Figura 5.38 – Schema funzionale sistema di compensazione 1 MW - centrale fotovoltaica "Sol Maggiore", Navicelli (PI)

TAVOLA A3

6 ANALISI DI FATTIBILITÀ ECONOMICA

Da quanto descritto fino ad ora, i sistemi di accumulo gestionale possono fornire numerosi servizi sia alle utenze che ai gestori di rete.

Alcuni dei servizi per la rete devono ancora trovare un mercato in cui possono essere monetizzati. Questo perché la regolamentazione sui sistemi di accumulo, e la normativa più in generale, sono ancora ad uno stato primordiale. Parallelamente manca ancora una cultura e una sperimentazione su larga scala di questi sistemi. Pertanto i servizi che possono nell'immediato tradursi in un beneficio economico per chi installa sistemi di accumulo sono principalmente quelli legati alle utenze attive e passive.

L'abbassarsi dei prezzi degli accumuli elettrochimici, dovuto alla loro crescente penetrazione sul mercato, sta aumentando i margini di guadagno derivanti dall'installazione di sistemi di storage, permettendo di recuperare in tempi sempre più brevi l'investimento iniziale.

A titolo di esempio si riporta un'analisi economica del sistema di accumulo installato presso la funicolare di "San Vigilio" descritto nel Capitolo 4. In particolare si analizzano i vantaggi derivanti dal mancato acquisto dell'energia che grazie al sistema di accumulo si riesce a recuperare nella fase di discesa della carrozza e dell'annullamento delle penali per eccessivo prelievo di energia reattiva.

6.1 Indici economici

Ai fini della valutazione della fattibilità dell'investimento derivante dall'installazione del sistema di accumulo, si deve utilizzare un indice che tenga conto della distanza temporale tra l'istante in cui si installa il sistema e i vari anni in cui si ottiene beneficio economico dai servizi.

Tra gli indici più comuni, si è deciso di utilizzare il Net Present Value, NPV, che si ottiene dalla seguente espressione:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{E_t - U_t}{(1+i)^t}$$

Equazione 6.1 – Net Present Value

dove “n” rappresenta il lasso temporale in cui viene fatta l’analisi economica dell’investimento, E_t è il flusso di cassa in ingresso all’istante t, U_t è il flusso di cassa in uscita all’istante t e “i” rappresenta il rendimento di riferimento che si otterrebbe investendo in un progetto alternativo nel mercato dei capitali, avente lo stesso livello di rischio e la stessa durata rispetto all’investimento che si sta valutando.

Se il valore individuato risulta essere positivo ($NPV > 0$), l’investimento risulta essere accettabile, in quanto il valore attuale dei flussi di cassa netti generati, risulta essere superiore all’investimento realizzato. Per contro, se negativo, l’investimento in esame dovrà essere scartato in quanto meno remunerativo dell’investimento di riferimento.

Nel caso specifico trattato in questa tesi, si ha che:

- E_t corrisponde al ricavo annuale conseguito grazie all’installazione dell’accumulo;
- $U_t = U_0$ corrisponde al costo iniziale del sistema di accumulo;
- “i” verrà considerato pari al 6 %;
- “n” si considera pari alla vita tecnica del sistema di accumulo, stimabile in 20 anni;
- il prezzo dell’energia elettrica si considera pari a 140 €/MWh.

Per una rapida stima della fattibilità dell’investimento è stato calcolato, inoltre, il Pay Back Time semplice non attualizzato, PBT, tramite la seguente formula:

$$PBT = \frac{\text{Investimento}}{\text{Costo annuo evitato}}$$

Equazione 6.2 – Pay Back Time

Il valore così calcolato, rappresenta il periodo di tempo necessario per recuperare il capitale investito, trascurando in prima battuta il fenomeno dell’attualizzazione.

Nel caso in esame si potrebbe stabilire un orizzonte temporale accettabile entro il quale il capitale deve essere recuperato, *cut-off period*, inferiore alla vita utile del sistema di accumulo.

6.2 Il sistema di trazione

Prima si calcola il costo dell'investimento del sistema di accumulo avente le seguenti caratteristiche:

- Potenza: 100 kW
- Energia: 18 kWh
- Costo unitario per potenza: 100 €/kW
- Costo unitario per energia: si considerano 4 casistiche, 400, 600, 800 e 1000 €/kWh
- Balance of plant: 25% del costo totale

L'investimento iniziale vale quindi:

- 21500 € se il costo unitario per energia è 400 €/kWh
- 26000 € se il costo unitario per energia è 600 €/kWh
- 30500 € se il costo unitario per energia è 800 €/kWh
- 35000 € se il costo unitario per energia è 1000 €/kWh

Per determinare il volume di energia annuo non acquistato, si prende in considerazione una corsa media della funicolare. Come mostrato in Figura 4.13, durante la corsa di salita l'accumulo eroga 0,77 kWh. Si deve tener conto che variando la soglia di intervento dell'accumulo questo valore può essere aumentato in quanto, per ogni corsa, nella fase di discesa a carico medio, le batterie vengono ricaricate di 1,12 kWh come mostrato in Figura 4.17. Con un rendimento di ciclo del 90 %, valido per le batterie al Litio (Tabella 2.3), si ottiene 1 kWh di energia recuperata in ogni discesa media.

Analizzando gli orari estivi e invernali delle corse effettuate dalla funicolare, si considera che in un anno vengano effettuati 15600 cicli che corrispondono a 12 MWh annui di energia recuperata e quindi non acquistata. Per semplicità si sono considerate solo le domeniche come giorni festivi e dieci giorni feriali all'anno di fermo impianto per manutenzione.

Utilizzando come prezzo dell'energia acquistata 140 €/MWh si ottiene un ricavo per il mancato acquisto di energia pari a 1680 €/anno.

L'altro beneficio analizzato, derivante dall'installazione del sistema di accumulo, è il miglioramento del fattore di potenza con conseguente dell'annullamento delle penali per eccessivo prelievo di energia reattiva.

L'attuale quadro regolatorio stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas prevede che i distributori applichino penali mensili per eccessivo prelievo di energia reattiva, quando il $\tan\phi$ medio mensile supera 0,5. Questo significa che l'energia reattiva mensile assorbita dall'impianto ha numericamente superato il 50 % dell'energia attiva prelevata nello stesso periodo.

In particolare, per utenze allacciate in Bassa Tensione la penale vale:

- 32,3 €/MVarh, per ogni MVarh eccedente il $\tan\phi$ 0,5 e fino al $\tan\phi$ 0,75
- 42,1 €/MVarh, per ogni MVarh eccedente il $\tan\phi$ 0,75

Non sono previste penali per prelievi eccessivi di energia reattiva in fascia F3 (orari notturni, sabato pomeriggio, domeniche e principali festività).

Da una prima valutazione, si può stimare che nelle fasce F1 e F2 vengano assorbiti ogni mese almeno 5 MVarh, a fronte di un consumo di energia attiva di circa 5 MWh, 1,25 MVarh risultano così esposti ogni mese al primo livello di penale e ulteriori 1,25 MVarh al secondo livello, ancora più oneroso. Questo si traduce in un onere mensile di circa 95 €. E' realistico pensare che, agendo opportunamente sul sistema di alimentazione ai fini di un corretto rifasamento, si riesca a portare il prelievo di energia reattiva al di sotto della soglia di penale ($\tan\phi=0,5$ ovvero $\cos\phi=0,9$), evitando così interamente tale spesa.

In un anno il risparmio dovuto al mancato pagamento della penale è quindi di 1140 €

Sommando il ricavo per il mancato acquisto di energia, si ottiene un ricavo annuale di 2820 €

Si calcolano quindi NPV e PBT per i vari costi unitari di energia delle batterie:

Anno	Flusso di cassa attualizzato con 400 €/kWh [€]	Flusso di cassa attualizzato con 600 €/kWh [€]	Flusso di cassa attualizzato con 800 €/kWh [€]	Flusso di cassa attualizzato con 1000 €/kWh [€]
0	- 21500	- 26000	- 30500	- 35000
1	2660	2660	2660	2660
2	2510	2510	2510	2510
3	2368	2368	2368	2368
4	2234	2234	2234	2234
5	2107	2107	2107	2107
6	1988	1988	1988	1988
7	1875	1875	1875	1875
8	1769	1769	1769	1769
9	1669	1669	1669	1669
10	1575	1575	1575	1575
11	1486	1486	1486	1486
12	1401	1401	1401	1401
13	1322	1322	1322	1322
14	1247	1247	1247	1247
15	1177	1177	1177	1177
16	1110	1110	1110	1110
17	1047	1047	1047	1047
18	988	988	988	988
19	932	932	932	932
20	879	879	879	879
NPV [€]	10845	6345	1845	-2655
PBT [anni]	7,6	9,2	10,8	12,4

Tabella 6.1 – Calcolo NPV e PBT per quattro casistiche di costo della batteria

Si osserva che l'investimento diventa vantaggioso se il costo unitario per energia del sistema di accumulo è inferiore o uguale a 800 €/kWh. Andrebbero poi considerati gli altri benefici economici come ad esempio la riduzione della potenza massima richiesta mensilmente.

Di seguito sono rappresentati NPV e PBT in funzione del costo unitario di energia delle batterie:

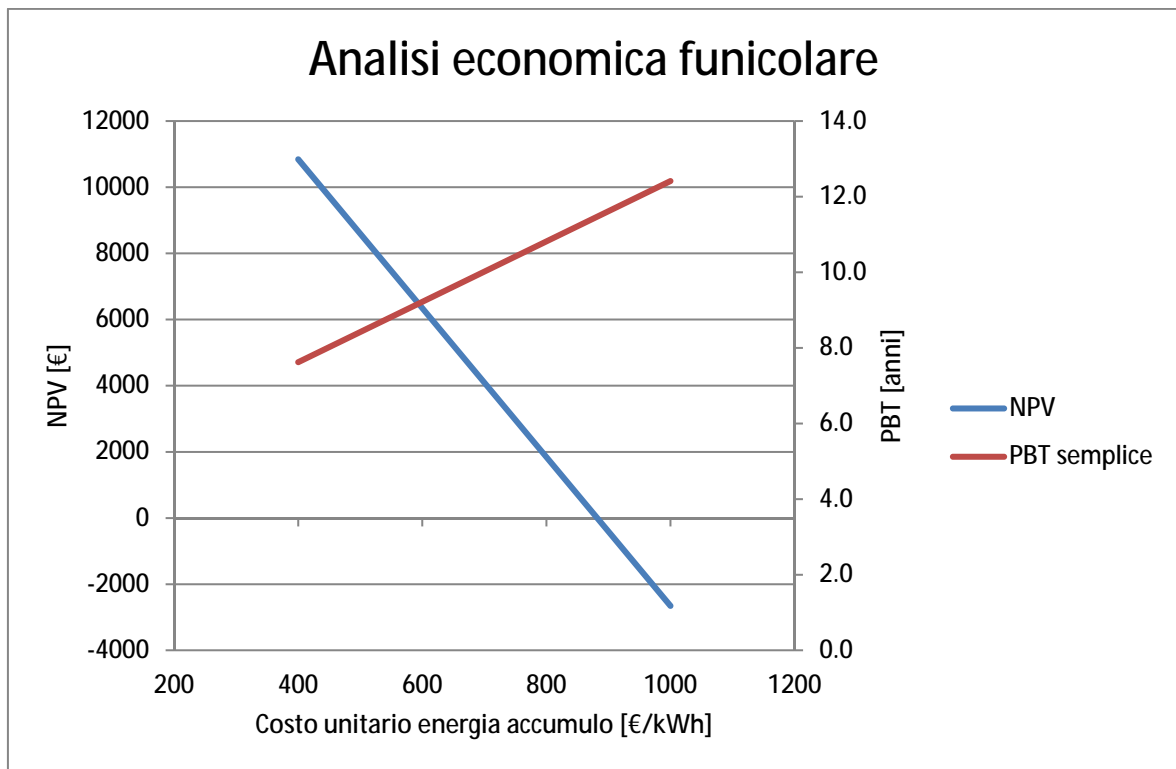


Figura 6.1 – NPV e PBT in funzione del costo unitario di energia delle batterie